

الجمهورية الجزائرية الديمقراطية الشعبية  
République Algérienne Démocratique et Populaire  
وزارة التعليم العالي والبحث العلمي  
Ministère de l'enseignement supérieur et de la recherche scientifique

UNIVERSITE AHMED DRAIA  
-ADRAR-



جامعة أحمد دراية- أدرار

Année / 2021

Faculté des Sciences et de la Technologie  
Département des Sciences de la Matière

Mémoire de fin d'étude, en vue de l'obtention du diplôme de Master en

## Physique

Option : Physique Energétique et Energies Renouvelables

# Thème

## *Analyse des performances de la centrale photovoltaïque de 20 MW D'Adrar*

Présenté Par :

- ❖ *Melle.* Khadidja Baalla
- ❖ *Melle.* M'hammedou Faiza

Devant le jury composé de :

<b>Mm. Boudaoud Lahouaria</b>	Président	MCA	Université Ahmed Draia-Adrar
<b>Mr. Maouedj Rachid</b>	Rapporteur	MRA	URER-MS -Adrar
<b>Mr. Omari Boumediene</b>	Co-rapporteur	MCA	Université Ahmed Draia-Adrar
<b>Mr. Belabbaci Mohammed</b>	Examineur	MAB	Université Ahmed Draia -Adrar

Année Universitaire 2020/2021



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ  
الْحَمْدُ لِلَّهِ الَّذِي  
خَلَقَ السَّمَوَاتِ وَالْأَرْضَ  
وَالَّذِي يُضَوِّبُ الْمَوْتَاطِئَ  
إِنَّ فِي ذَلِكَ لَآيَاتٍ  
لِّعَلَّكُمْ تَعْقِلُونَ



# Dédicaces

*Avant tout, je remercie Dieu le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.*

*Je dédie le fruit de mes modestes études :*

*À un symbole de masculinité et de sacrifice. Un symbole de don et de lutte, mon cher père, Muhammad Baalla.*

*A celle qui m'a appris ce que les écoles ne m'ont pas appris, ma mère affectueuse Rokiya Dahmani.*

*A mon pilier de vie, mes frères : Othman et Ahmed.*

*A la source de mon espérance et de ma confiance en moi, mes sœurs : Malika, Fatima, Zineb et les deux fleurs parfumées Halima et Maryam.*

*A mes amis et le sourire de ma vie, en particulier "D. Fatima, M. Faiza et H. Noriya" et mes collègues de promotion et à tous ceux que j'aime.*

*A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes enseignants.*

*Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.*



B. Khadidja



# Dédicaces

Avant tout, je remercie **Dieu** le tout puissant de m'avoir donné le courage et la patience pour réaliser ce travail malgré toutes les difficultés rencontrées.

Je dédie ce modeste travail :

A ma très chère **mère**, qui n'a jamais cessé de prier pour moi, Fatima.

A mon très cher **père**, pour ses encouragements, Mohamed.

A mon très cher **frère** Salem.

A mes chères **sœurs** en particulier le poussin Nasira, Fatima Zohra, Saadiya, Halima, Maryem.

A ma meilleure amie **Fatma**.

A tous mes amies, en particulier " B. Khadidja " et mes collègues de promotion et à tous ceux que j'aime.

A la fin je dédie très chaleureusement ce mémoire à mes enseignants.

Et à tous ceux qui ont contribué de près ou de loin pour que ce projet soit possible, je vous dis merci.



M. Faiza

## *Remerciements*

*Nous remercions en premier lieu le dieu pour le courage qu'il nous a donné afin de réaliser ce travail.*

*Nous voudrions exprimer notre plus vif remerciement à notre encadreur Dr. Maouedj Rachid de l'unité de recherche URER-MS, pour ses conseils qui ont été précieux tout au long de ce travail, pour ses explications et ses remarques judicieuses pour la réalisation de ce travail.*

*Nous remercions aussi le Co-encadreur Dr. Omari Boumediene pour ses conseils, ses explications et ses remarques.*

*Nous présentons notre chaleureux remerciement aux membres de jury qui ont examiné notre travail, et aussi aux enseignants pour leur aides et orientation durant nos études.*

*Nous remercions également le directeur de la centrale PV de 20 MW d'Adrar et tout le personnel qui y travaille à la station pour leurs accueils, leurs explications et le partage de leurs informations.*

*Nos derniers remercient et ce ne sont pas les moindres, vont à tous ceux qui ont participé de près ou de loin pour l'aboutissement de ce travail.*



# Sommaire

Introduction générale.....	1
<b>Chapitre I :</b>	<b>Rayonnement solaire</b>
1. Introduction.....	3
2. Mouvement de Terre-Soleil.....	3
2.1.1- Mouvement de rotation.....	4
2.1.2- Mouvement de translation.....	4
3. La distance terre- soleil.....	5
4. correction de distance.....	6
5. L'équation du temps ET.....	7
6. Repérage d'un site sur la surface terrestre.....	8
a) La latitude $\theta$ .....	8
b) La longitude $\varphi$ .....	8
c) L'altitude.....	8
7. Les coordonnées de soleille.....	9
7.1- Coordonnées équatoriales.....	9
7. 1 .1-La déclinaison solaire ( $\delta$ ) .....	10
7.2- Coordonnées horizontales du soleil.....	11
7. 2.1-La hauteur du soleil h.....	11
7. 2.2-Azimut du soleil a .....	12
8. Orientation d'un capteur.....	12
8. 1- La hauteur du capteur $\gamma$ .....	13
8. 2- Azimut du capteur $\alpha$ .....	13
9. Durée l'enseillement.....	14
10. La durée du jour.....	14
11. Spectre du rayonnement solaire.....	15
12. Puissance solaire reçue par la terre.....	16
13. Modélisation de rayonnement solaire.....	17
13. 1- Rayonnement direct.....	18
13. 2- Rayonnement diffus.....	18
13.3- Le rayonnement global.....	18
13. 4- l'albédo du sol .....	19
14. Appareil de mesure.....	20
14.1- Mesure de la durée d'enseillement et du rayonnement solaire.....	20
-Pyrradiomètre.....	20
- Pyranomètre.....	20
- Pyrradiomètre différentiel ou bilanmètre .....	21
14.2- Mesure de la vitesse et la direction du vent .....	22
-L'anémomètre.....	22
-L'anémomètre à couple.....	22
15. Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair) .....	23
16. Estimation de l'énergie instantanée (ciel couvert) .....	24
17. Estimation d'énergie journalière incidente.....	24
18. Estimation d'énergie annuelle incidente.....	25
19. Conclusion.....	25

Références bibliographiques.....	25
	26

**Chapitre II : L'énergie solaire photovoltaïque**

1. Introduction.....	27
2. Histoire de l'énergie solaire.....	27
3. Les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque.....	28
3. 1. Les avantages.....	28
3. 2. Les inconvénients.....	28
4. Le fonctionnement des panneaux solaires.....	28
5. La Technologie Photovoltaïque.....	30
5.1. 1 <sup>ère</sup> génération : Silicium cristallin (mono et poly).....	30
- Silicium Monocristallin.....	30
- Silicium Poly cristalline.....	30
5.2. 2 <sup>ème</sup> génération : CdTe, CIS/ CIGS, silicium amorphe et microcristallin.....	31
- Cellules à base de Tellure de cadmium (CdTe).....	31
- Cellules à base cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS).....	32
5.3. Technologies photo-electro-chimiques (DyeSensitisedCell et Organic PV).....	32
5.4. Procède de fabrication.....	33
5.5. Modules et cellules photovoltaïques.....	34
- Association en série.....	34
- Association en parallèle.....	35
- Association mixte (série-parallèle) .....	36
5.6. Critères de choix d'une installation solaire.....	38
5.7. Système d'énergie solaire.....	38
5.8. Applications.....	39
5.8.1 Pompage photovoltaïque (Pompage de l'eau).....	39
5.8.2. Eclairage photovoltaïque.....	39
6. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire.....	41
6.1. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque.....	41
6.2. Influence de l'intensité de la radiation lumineuse.....	42
7. Les différents types des systèmes énergétiques solaires.....	42
7.1. Système photovoltaïque autonome.....	42
7.2. Système photovoltaïque raccordée au réseau électrique.....	43
8. Conclusion.....	44
Références bibliographiques.....	45

**Chapitre III : Traitement des données et interprétation des résultats**

1.Introduction.....	46
2.Situation géographique de la wilaya d'Adrar.....	46
3.Caractéristiques géographique et météorologique du site d'Adrar.....	47
3.1. Caractéristiques géographiques.....	47
3.2. Caractéristiques météorologique.....	47
4.Description du central.....	49
5.Performances normalisées.....	51
5.1. Rendement de référence ( $Y_R$ ).....	52
5.2. Rendement du champ PV ( $Y_A$ ).....	52

5.3. Rendement final du système PV ( $Y_F$ ).....	52
5.4. Indice de performance normalisé ( $P_R$ ).....	53
5.5. Les pertes du système par conversion ( $L_S$ ).....	53
5.6. Les pertes diverses ( $L_C$ ).....	53
5.7. Facteur de charge (FC).....	54
6. Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli YL245P-29b utilisées dans le central....	54
7. Résultats Expérimentale et Discussions.....	55
8. Conclusion.....	61
Conclusion général .....	64

# Liste des figures

<b>Chapitre I</b>	<b>Rayonnement solaire</b>	
Figure (I.1) : Le mouvement terre - soleil.....		3
Figure (I.2) : Le mouvement de la terre autour de soleil.....		5
Figure (I.3) : Les variations de la distance du terre-soleil pendant l'Année.....		6
Figure (I.4) : Variation de la correction de distance durant l'année.....		7
Figure (I.5) : Variations annuelles de l'équation du temps.....		7
Figure (I.6) : Coordonnées terrestres.....		8
Figure (I.7) : Système de coordonnées pour la trigonométrie sphérique.....		9
Figure (I.8) : Coordonnées équatoriales.....		9
Figure (I.9) : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.....		10
Figure (I.10) : Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.....		11
Figure (I.11) : Coordonnées horizontales.....		11
Figure (I.12) : Coordonnées horizontales du soleil.....		11
Figure (I.13) : Rayonnements solaires sur un panneau horizontal et un panneau incliné.....		12
Figure (I.14) : Evolution annuelle de la durée du jour pour différents lieux.....		13
Figure (I.15) : Analyse spectrale du rayonnement solaire.....		14
Figure (I.19) : Evolution annuelle de la constante solaire corrigée.....		15
Figure (I.20) : Variation du rayonnement global reçu par une surface inclinée Pour le 16 Mars....		17
Figure (I.21) : Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné.....		18
Figure (I.22) : Pyranomètre d'Eppley.....		19
Figure (I.23) : Pyranomètre muni.....		20
Figure (I.24) : Pyrhéliomètre.....		20
Figure (I.25) : Héliographe de Campbell.....		21
Figure (I.26) : Anémomètre à couple.....		21
Figure (I.27) : Anémomètre sonique.....		22
Figure (I.28) : Une girouette.....		22
		23
<b>Chapitre II</b>	<b>L'énergie solaire photovoltaïque</b>	
Figure (II.1) : Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire.....		29
Figure (II.2) : Cellule en silicium monocristallin.....		30
Figure (II.3) : Cellule en silicium poly cristallin.....		31
Figure (II.4) : Etapes de fabrication des cellules.....		34
Figure (II.5) : Association des cellules solaires photovoltaïques.....		34
Figure (II.6) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de ns cellules en série.....		35
Figure (II.7) : Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle np cellules identiques.....		36
Figure (II.8) : caractéristique résultante d'un groupement mixte de cellules identiques.....		37
Figure (II.9) : A - Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection.....		37
Figure (II.9) : B - Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation IPV.....		37
Figure (II.10) : Pompage photovoltaïque au fil du soleil .....		39
Figure (II.11) : Eclairage photovoltaïque .....		41
Figure (II.12) : Influence de la température sur la caractéristique I (V) et P(V) pour une irradiation solaire de $1000\text{W/m}^2$ .....		41
Figure (II.13) : Caractéristiques I (V) et P(V) d'un module pour différentes irradiances solaires à $25^\circ\text{C}$ .....		42
Figure (II.15) : Système autonome.....		43
Figure (II.16) : Système photovoltaïque raccordée au réseau électrique.....		44

### Chapitre III Traitement des données et interprétation des résultats

Figure (III.1) : Carte géographique de l'Algérie montrant la situation de la wilaya d'Adrar.....	47
Figure (III.2) : Photos du champ photovoltaïque de et la station météorologique de la centrale PV de 20 MW d'Adrar.....	51
Figure (III.3) : Evaluation mensuelle de l'humidité et la pression dans la centrale PV pour l'année 2020.....	55
Figure (III.4) : Evaluation mensuelle de la Température ambiante, vitesse du vent et irradiation dans la centrale PV pour l'année 2020.....	55
Figure (III.5) : Evaluation saisonnière de la Pression, vitesse du vent et Humidité dans la centrale PV pour l'année 2020.....	56
Figure (III.6) : Evaluation saisonnière de la Température ambiante, vitesse du vent et irradiation dans la centrale PV pour l'année 2020.....	57
Figure (III.7) : Evaluation mensuelle de la production d'énergie saisonnière, puissance de sortie et irradiation dans la centrale PV pour l'année 2020.....	57
Figure (III.8) : Evaluation mensuelle de l'Énergie mensuelle et annuelle injectée au réseau.....	58
Figure (III.9) : Evaluation mensuelle de la Rendement de référence et de Rendement final du système PV dans la centrale PV pour l'année 2020.....	59
Figure (III.10) : Evaluation mensuelle de l'indice de performance normalisé et de Facteur de charge : FC dans la centrale PV pour l'année 2020.....	59
Figure (III.11) : Evaluation saisonnière de la Rendement de référence et de Rendement final du système PV dans la centrale PV pour l'année 2020.....	60
Figure (III.12) : Evaluation mensuelle de l'indice de performance normalisé et de Facteur de charge : FC dans la centrale PV pour l'année 2020.....	60

# Liste des tableaux

<b>Chapitre I</b>	<b>Rayonnement solaire</b>
Tableau I.1: Valeurs énergétiques des courbes issues spectre solaire.....	15
Tableau I.2 : Quelques valeurs d'albédo.....	19
Tableau I.3: Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère.....	24
<b>Chapitre II</b>	<b>L'énergie solaire photovoltaïque</b>
Tableau II.1 : Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques...	33
<b>Chapitre III</b>	<b>Traitement des données et interprétation des résultats</b>
Tableau III.1: Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli YL245P-29b utilisées dans le central.....	54

## Nomenclatures et Abréviations

$V_r$	Vitesse linéaire de rotation	km/s
$c(N)$	La correction de distance	W/m <sup>2</sup>
TSM	Temps solaire moyen	jour
TSV	Le temps solaire vrai	jour
$\Phi$	La latitude du lieu	(°)
$\lambda$	La longitude du lieu	(°)
$\Delta$	L'angle formé par la direction du soleil avec le plan équatorial	(°)
DE	Décalage horaire par rapport au méridien de Greenwich.	(°)
$I_0$	Constante solaire	(°)
$D_{IS}$	La durée d'insolation durée d'ensoleillement d'un capteur	Heur
$T_c$	Température de la cellule	°C
$T_a$	Température ambiante.	°C
$H_{in}$	Irradiation solaire sur le plan incliné.	W/m <sup>2</sup>
$P_{max}$	Puissance maximale	W
$\Delta P_{max}$	Tolérance de puissance	W
$\eta_m$	Rendement du module	%
$V_{mpp}$	Tension à Pmax	A
$I_{mpp}$	Courant à Pmax	V
$V_{oc}$	Tension circuit ouvert	A
$I_{sc}$	Courant de court-circuit	V
$V_{mpp}$	Tension à Pmax	A
$I_{mpp}$	Courant à Pmax	V
$V_{oc}$	Tension circuit ouvert	A
$I_{sc}$	Courant de court-circuit	V
$\gamma$	Coefficient de température gamma pour Pmax	%/°C
$\beta V_{oc}$	Coefficient de température pour Voc	%/°C
$\alpha_{Isc}$	Coefficient de température pour Isc	%/°C
$\beta V_{mpp}$	Coefficient de température pour Vmpp	%/°C
$Y_R$	Le rendement de référence	%
$Y_A$	Le rendement du champ PV	%
$Y_F$	Le rendement final du système PV	%
$E_{AC}$	L'énergie totale produit par le système PV	kWh
PR	Le rapport de performance	%
$\eta_{pv}$	Le rendement du champ	%
$\eta_{sys}$	Le rendement du système PV	%
$\eta_{inv}$	L'efficacité de l'onduleur	%
FC	Le facteur de charge	%
IEA	Agence Internationale de l'Energie	
PV	Photovoltaïque	
DC	Courant alternatif	
AC	Courant continue	
NOCT	Température nominale des cellules en service	

# **INTRODUCTION GENERALE**

### Introduction générale :

Dans le cadre du programme national de développement et de l'intégration massive du des énergies renouvelable surtout les filières solaires photovoltaïque et éolien pour la préservation les ressources fossiles, diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable. D'ici 2030, 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable. Les capacités en énergies renouvelables seront installées selon les spécificités des régions concernées, à savoir [1-2]:

- Les régions du Sud, compte tenu de la disponibilité des espaces et de l'important potentiel solaire et éolien qui privilégie ces régions. Ce qui se traduira par l'hybridation des centrales existantes fonctionnant au diesel, contribuant ainsi à la réduction de la consommation des combustibles fossiles. Il est également prévu l'électrification des sites épars qui ne peuvent être alimentés par le réseau conventionnel ;
- Les régions des Hauts Plateaux qui possèdent un potentiel d'ensoleillement et de vent, avec possibilité d'acquisition des terrains ;
- Les régions du littoral et ce selon la disponibilité des assiettes de terrain avec l'exploitation de tous les espaces possibles tels que les toitures et terrasses des bâtiments et autres espaces non utilisés.

La société SKTM (SONELGAZ) a signé des contrats de réalisation de 23 centrales en filière photovoltaïque, technique fixe poly cristalline [1-2].

Les opérateurs chinois Groupement YINGLI SOLAR/SINO HYDRO/CNTIC se sont vu confiés les lots hauts plateaux est (Batna, Souk Ahras, Setif, Bourdj Bouararidj et Mila), centre

(M'sila, Djalfa, Laghouat et Ouargla), le pôle In Salah-Adrar-Timimoun (Adrar, Kabertène, Aoulef, Reggane, Zaouyet Kounta, In Salah et Timimoun), ainsi que les trois (03) centrales RIS (Réseaux Isolés du Sud) implantées à Tindouf, Djanet et Tamanrasset, soit une puissance de 258MWc, alors que le lot hauts plateaux ouest (Sidi Belabes, Saida, Nâama et El Bayodh) est revenu au constructeur allemand, soit une puissance de 85MWc [3].

L'objectif de ce travail est l'étude des performances de la centrale photovoltaïque de 20 MW d'Adrar.

Le travail est structuré en trois chapitres, le premier chapitre est consacré à la présentation des généralités sur le rayonnement solaire et ses composants, mouvement de Terre-Soleil l'ensemble de caractéristiques de la ressource local en énergie solaire et l'énergie reçues au niveau du sol.

Le deuxième chapitre présente l'énergie solaire PV en générale et quelques notions sur le principe de conversion PV, les différentes technologies des cellules PV.

Le troisième chapitre présente les modèles mathématiques utilisés pour les calculs des paramètres caractérisant le fonctionnement de la centrale selon la norme 61724 de la Commission internationale de l'électrotechnique (CEI) et les résultats obtenus lors de l'analyse des caractéristiques météorologiques et électrique de la centrale PV.

Notre travail est clôturé par une conclusion générale qui résume les résultats obtenus.

### Références bibliographiques :

- [1] Mr. BOULAKHRAS Chahar, Projets réalisés dans le cadre du programme national des énergies renouvelables. Rencontre National avec MICLAT. 2 Juin 2018.
- [2] Groupe Sonelgaz. Rapport d'activités et comptes sociaux consolidés. 2015.
- [3] Projet 343 MWc en photovoltaïque. SKTM. <https://www.sktm.dz/?page=article&id=56>

# **CHAPITRE I**

## **Rayonnement solaire**

## 1. Introduction :

Le gisement solaire est un ensemble de données décrivant l'évolution du rayonnement solaire disponible dans un site donné et au cours d'une période donnée.

Dans ce premier chapitre, nous aborderons les notions préliminaires sur le rayonnement Solaire et ses composants et l'énergie reçues au niveau du sol.

## 2. Mouvement de Terre-Soleil :

Le mouvement de la terre autour du soleil s'effectue dans un plan nommé le plan de l'écliptique. L'axe des pôles, autour duquel s'effectue le mouvement de rotation de la Terre, n'est pas perpendiculaire au plan de l'écliptique. Le centre de gravité de la terre décrit une ellipse dont le soleil occupe l'un des foyers, Figure (I. 1).

La terre tourne sur elle-même autour de l'axe des pôles et le plan équatorial, perpendiculaire à cet axe. Ainsi, la rotation et l'inclinaison de la Terre font également que l'énergie disponible en un point donné varie selon latitude, l'heure et la saison. Elle tourne autour du soleil en 365 jours 5h 48 mn 40s  $\approx 365,25$  jours.

La terre tourne avec une vitesse moyenne 29,77 Km/s (vitesse maximale en hiver 30,27 Km/s et minimale en été 29,77 Km/s). Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons [1].

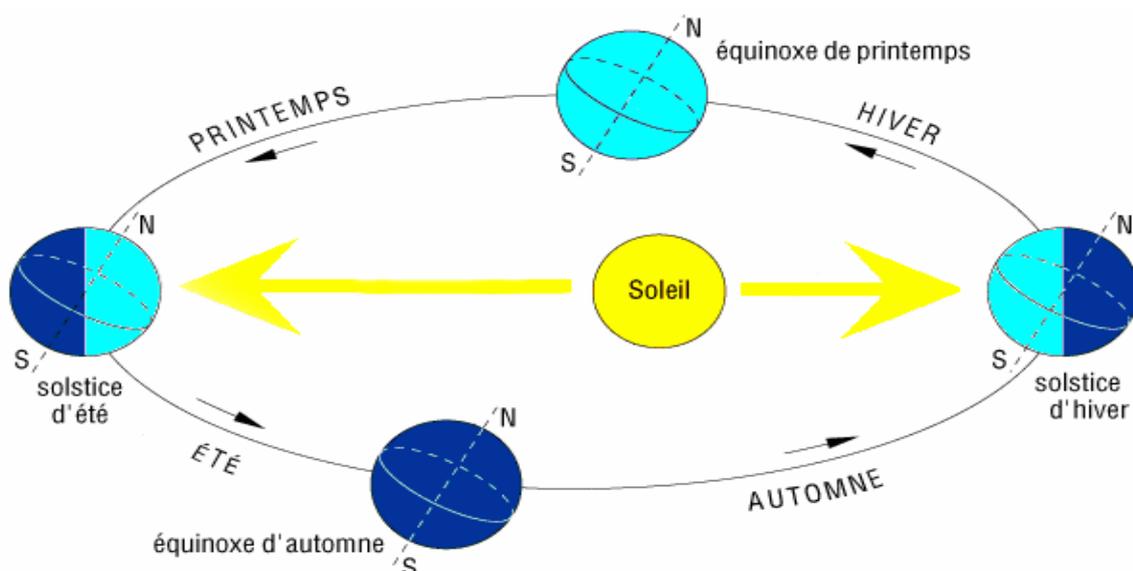


Figure (I. 1): Le mouvement terre - soleil [1].

**2.1.a- Mouvement de rotation :**

La terre tourne autour de son axe de rotation (Pôle Nord, Pôle Sud) dans le sens trigonométrique. L'alternance des jours et des nuits est une manifestation immédiate de ce mouvement. On définit le jour solaire comme la durée moyenne entre deux passages consécutifs au méridien d'un lieu, ce jour est divisé en 24 intervalles égaux appelés heures. La rotation de la terre s'effectue avec une période de  $P_r = 23\text{h } 56\text{mn } 04\text{s} \approx 24\text{h}$ .

Sa vitesse linéaire de rotation à l'équateur est  $V_r \approx 0,465\text{Km/s}$ , elle est variable en fonction de latitude  $\varphi$  telle que :

$$V_r(\varphi) = V_r(\cos(\varphi)) \quad (\text{I-1})$$

Les saisons n'existent pas si la terre se tenait droit. Sur son orbite, mais le fait que son axe de rotation sont penché d'un angle  $23^\circ 27' \approx 23,45^\circ$  avec un mouvement de révolution, le pôle Nord et le pôle Sud vont pouvoir successivement se dorer à la lumière [1].

**2.1.b- Mouvement de translation :**

Dans l'univers tout est en mouvement. La terre est en rotation sur elle-même puis elle tourne au tour du soleil en  $P_t = 365\text{jours } 5\text{h } 48\text{mn } 40\text{s} \approx 365,25 \text{ jours}$ . Elle décrit une orbite elliptique dont le soleil occupe l'un des foyers. Cette orbite est située dans un plan appelé plan de l'écliptique où le soleil est presque au centre. Elle est légèrement aplatie, elle correspond à un cercle de rayon moyen de  $1,49675 \cdot 10^8\text{km}$  (1 AU). Cette distance est minimale au début den Janvier et maximale au début de juillet. Voir figure (I.2).

La terre tourne avec une vitesse moyenne  $V_t \approx 29,77\text{Km/s}$  [vitesse maximale en hiver  $30,27 \text{ Km/s}$  et minimale en été  $29,77 \text{ Km/s}$ ]. Ce mouvement s'effectue dans le sens trigonométrique et provoque le cycle des saisons [1].

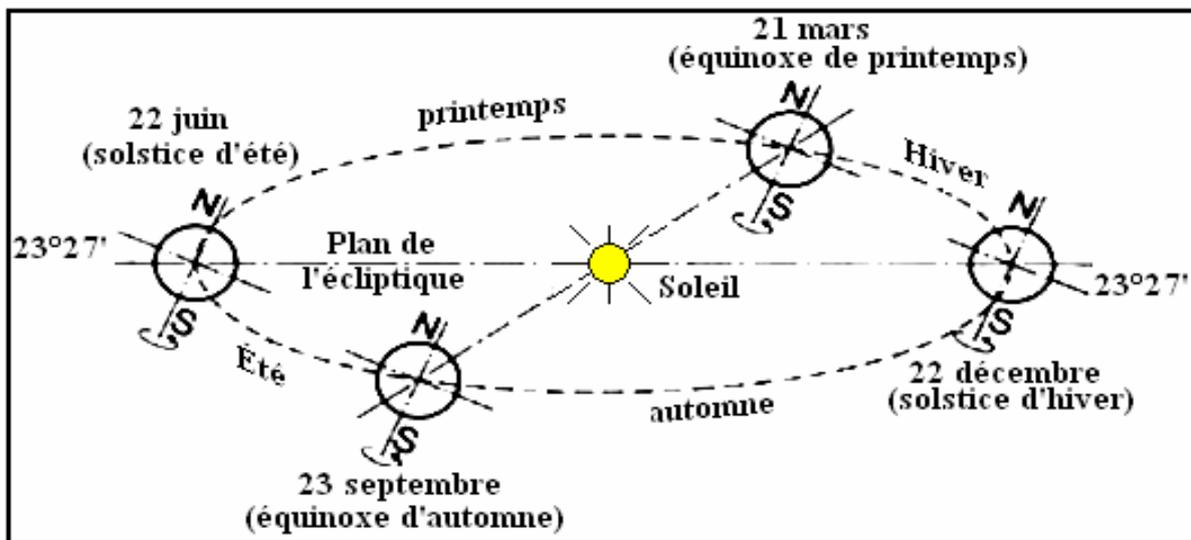


Figure (I.2) : Le mouvement de la terre autour de soleil [1].

### 3. La distance terre- soleil :

La distance terre- soleil varie quotidiennement selon la relation suivante :

$$D_{TS} = 1 - 0.017 \cos\left[\frac{360(J-2)}{365}\right] \quad \text{en UA} \quad (I.2)$$

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier, c à d il varie de 1 à 365 ou 366 selon l'année :

- Année civile : J = 365 jours
- Année bissextile : J = 366 jours.
- $D_{TS}(\text{min}) = 0,983 \text{ UA}$  vers le 2 janvier (Périgée).
- $D_{TS}(\text{max}) = 1,017 \text{ UA}$  vers le 5 juillet (Apogée)

La terre tourne autour de son propre axe polaire, dans les cycles approximativement de 24 heures. La direction dans laquelle l'axe polaire se dirige est fixée dans l'espace et est alignée avec l'étoile du nord (étoile polaire) dans environ 45 minutes de l'arc.

La rotation de la terre autour de son axe polaire produit nos jours et nuits[1].

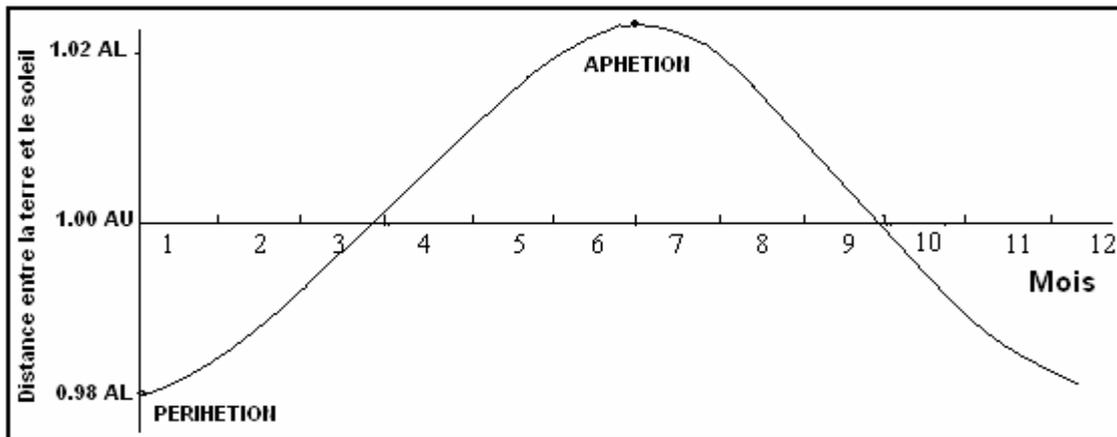


Figure (I.3) : Les variations de la distance du terre-soleil pendant l'Anne [1].

#### 4. correction de distance :

Le rayonnement émis par le soleil est isotrope et de puissance constante. La puissance reçue en dehors de l'atmosphère sur un plan de surface unité perpendiculaire aux rayons solaires est inversement proportionnelle au carré de la distance au soleil [2].

On a :

$$\frac{I}{I_0} = \frac{1}{d^2} \quad (I.3)$$

Avec :

$I_0$ : est la constante solaire, c'est la puissance reçue dans les conditions décrites ci-dessus à une distance de 1UA du soleil.

$I$  : est la puissance reçue à la distance  $d$  quelconque exprimée en UA.

Par définition la correction de distance est : 
$$c = \frac{I}{I_0} \quad (I.4)$$

On en déduit l'expression  $C(N)$  :

$$C(N) = 1 + 0.034 \cos [(360/365).(N-2)] \quad (I.5)$$

La variation de la correction de distance au cours de l'année est représentée par la figure (I-4).

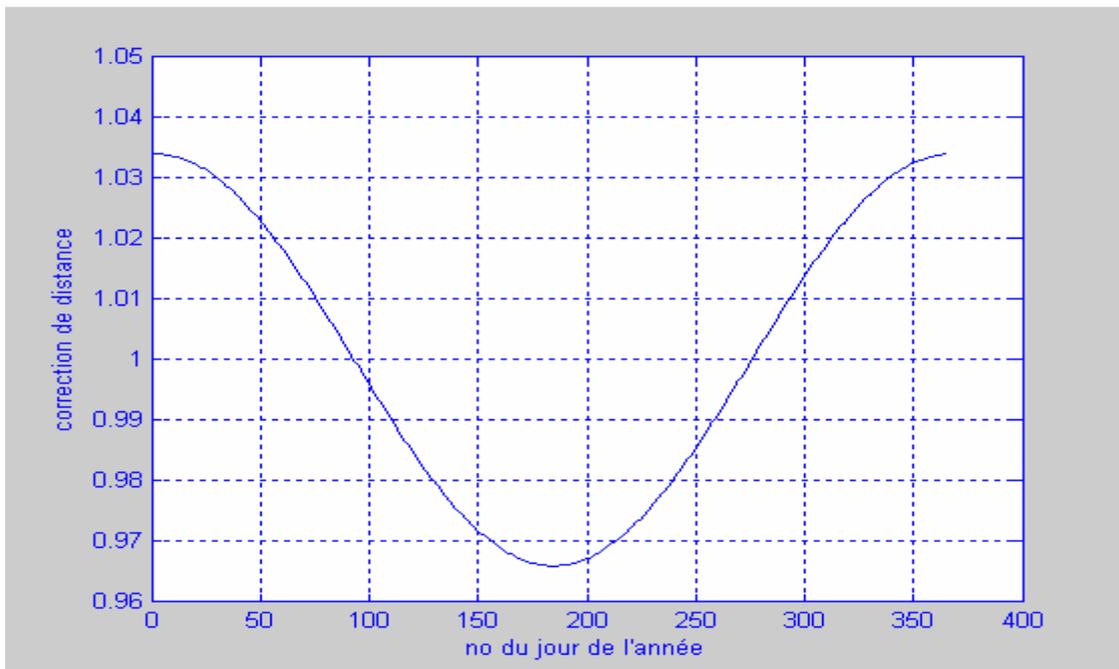


Figure (I-4) : Variation de la correction de distance durant l'année.

**5. L'équation du temps ET :**

C'est l'écart entre le temps solaire moyen TSM et le temps solaire vrai TSV selon le jour de l'année considéré :

$$ET + TSV = SM \tag{I.6}$$

La figure (I.5) montre la variation de ET durant l'année donnée par la formule suivante [1]:

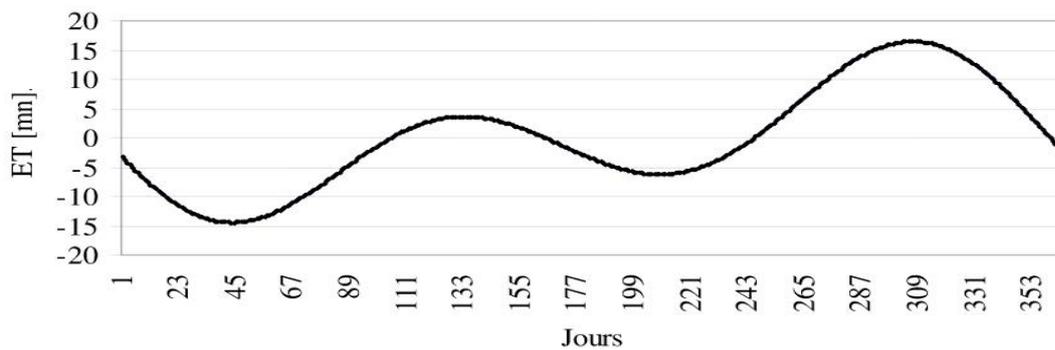


Figure (I.5) : Variations annuelles de l'équation du temps.

$$ET = 0.258 \cos x - 7.416 \sin x - 684 \cos 2x \quad (I.7)$$

$$\text{Avec :} \quad x = \frac{360(N-1)}{365.25} \quad (I.8)$$

Où l'angle  $x$  est défini en fonction du numéro du jour  $n$ . Le décompte commence à partir du 1er janvier où  $n=1$  [3].

## 7. Repérage d'un site sur la surface terrestre :

Pour repérer un site donné à la surface terrestre, on définit les grandeurs suivantes [4] :

**a) Latitude  $\theta$  :** C'est l'angle  $\theta$  que fait la verticale du lieu avec le plan équatorial.  $\sin \theta > 0$  le site se trouve dans l'hémisphère nord, sinon le site est dans l'hémisphère sud [4].

**b) Longitude  $\varphi$  :** C'est l'angle  $\varphi$  formé par le méridien de Greenwich et le méridien du lieu considéré. La longitude est comprise entre  $-180$  (vers l'ouest) et  $+180$  (vers l'est). Comme la terre met 24 heures pour faire un tour sur elle-même ( $360^\circ$ ), chaque heure représente  $15^\circ$  d'écart de longitude et donc, chaque degré de longitude représente 4 minutes [4].

**c) L'altitude :** C'est la distance verticale exprimé en mètres, séparant le point considéré du relief terrestre du niveau de la mer, pris comme surface de référence [4].

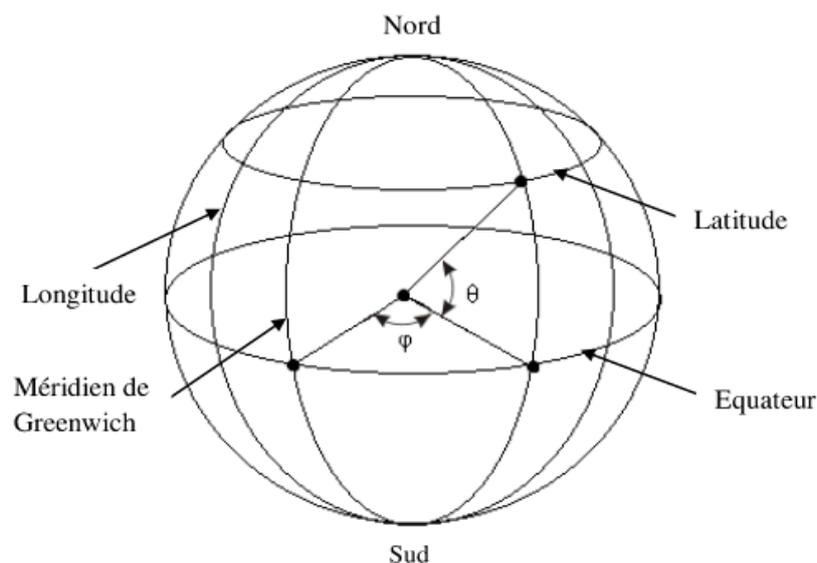


Figure (I.6) : Coordonnées terrestres.

**7. Les coordonnées de soleil :**

Pour un lieu donné, la position de soleil est repérée à chaque instant de la journée et de l'année par de système de coordonnées différents [5] :

Par rapport au plan équatorial de la terre (repéré équatorial).

Par rapport au plan horizontal du lieu (Repéré horizontal).

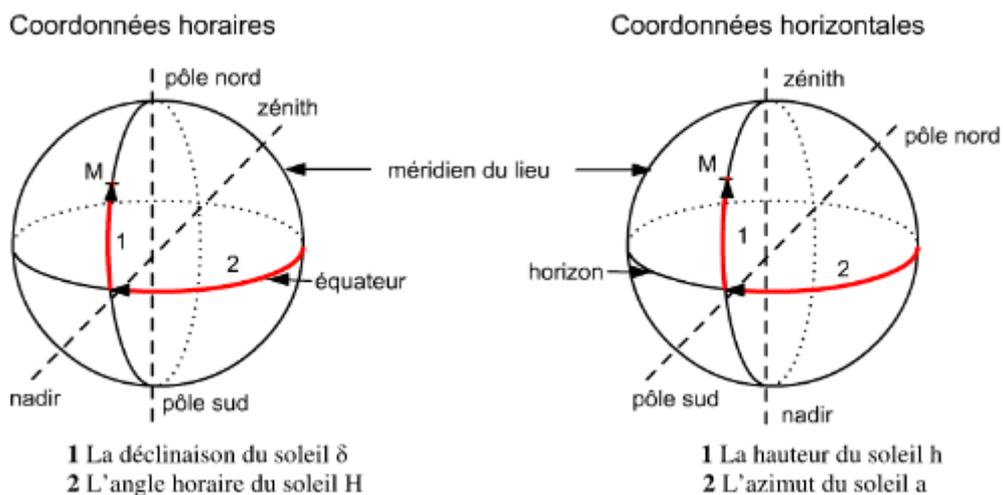


Figure (I.7) : Système de coordonnées pour la trigonométrie sphérique [5].

**7.a- Coordonnées équatoriales :**

Le mouvement du soleil est repéré par rapport au plan équatorial de la terre à l'aide de deux angles ( $\delta$ , H).

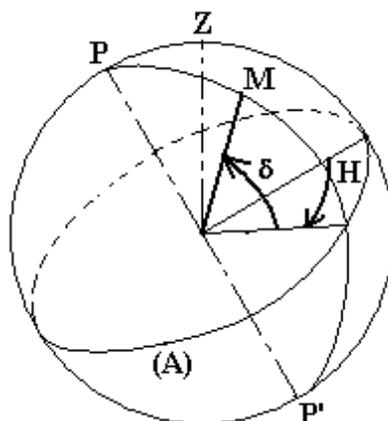


Figure (I-8) : Coordonnées équatoriales [6].

**7. a .1-La déclinaison solaire ( $\delta$ ) :**

$\delta$  est l'angle entre le vecteur soleil-terre et le plan équatorial terrestre. Cet angle varie au cours des saisons.

$$\delta = 23.45 \sin \left[ \frac{360}{365} (J - 80) \right] \quad (\text{I.9})$$

$$\text{Avec : } -\delta_0 \leq \delta \leq +\delta_0, \quad \text{avec : } \delta_0 = 23,45^\circ. \quad (\text{I.10})$$

J : le numéro du jour de l'année compté à partir du 1er janvier.

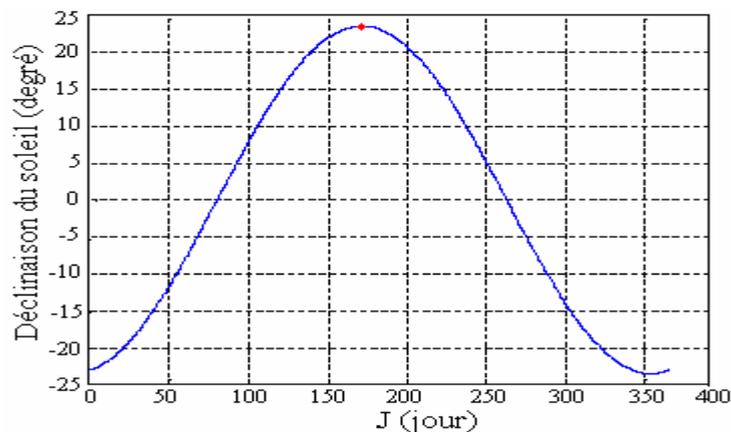


Figure (I.9) : Déclinaison du soleil en fonction du numéro du jour de l'année J.

Equinoxe de printemps : 21 Mars

$$\delta = 0$$

Solstice d'été : 22 Juin

$$\delta = + 23^\circ 27'$$

Equinoxe d'automne : 23 Septembre

$$\delta = 0$$

Solstice d'hiver : 22 Décembre

$$\delta = - 23^\circ 27'$$

Approche maximale : Périhélie 2 Janvier

Approche minimale : Aphélie 2 Juillet

**7. a.2- Angle horaire H:**

L'angle horaire est l'angle entre le plan méridien passant par le centre du soleil et le méridien du lieu.  $\omega = 15(\text{TSV} - 12)$  (degrés) (I.11)

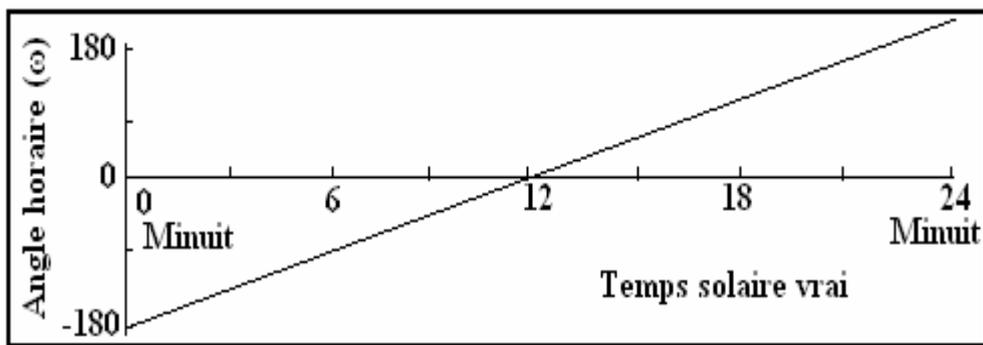


Figure (I.10) : Variation de l'angle horaire en fonction de temps solaire vrai.

### 7.b- Coordonnées horizontales du soleil :

La position du soleil à un instant considéré est donnée par l'azimut du soleil  $a$  et son élévation  $h$ .

La figure ci-dessous décrit les différents angles concernés, ainsi que quelques définitions [7].

Les valeurs importantes de ces deux angles sont les suivantes :

- $a = 0$  à midi ;
- $h > 0$  le jour ;
- $h < 0$  la nuit.

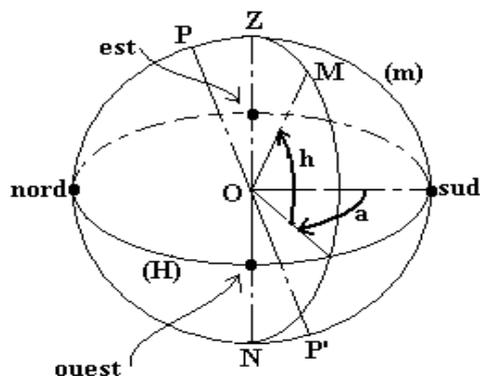


Fig. (I-11) : Coordonnées horizontales [7].

#### 7. b.1-La hauteur du soleil $h$ :

C'est l'angle formé par la direction du soleil et sa projection sur le plan d'horizontal.

La hauteur du soleil varie à chaque instant de la journée et de l'année selon la relation Suivant [1] :

$$\sin h = \cos \delta \cdot \cos \varphi \cdot \cos H + \sin \varphi \cdot \sin \delta \quad (\text{I.12})$$

La hauteur du soleil varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$ .

-  $h = 0$  aux lever et coucher.

-  $h > 0$  le jour.

-  $h < 0$  la nuit.

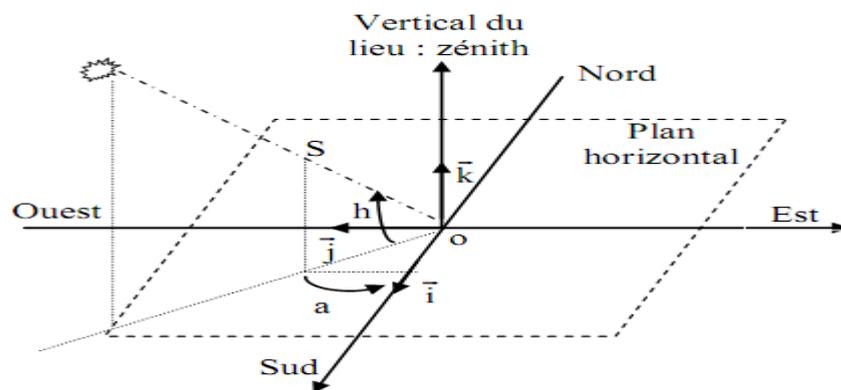


Figure (I.12): Coordonnées horizontales du soleil [7].

### 7. b.2- Azimut du soleil a :

C'est l'angle que fait la projection de la direction du soleil avec la direction du Sud.

L'azimut du soleil varie à chaque instant de la journée selon la relation [8].

$$\sin a = \frac{\cos \delta \cdot \sin H}{\cos h} \quad (\text{I.13})$$

a: varie entre  $-180^\circ$  et  $+180^\circ$ .

On prend :

- $a > 0$  vers l'ouest.
- $a < 0$  vers l'est.
- $a = 0$  direction du sud.

### 8. Orientation d'un capteur :

La position des modules photovoltaïques (ou capteurs thermiques) par rapport au soleil influe directement sur leur production énergétique. Il est très important de bien les placer pour les

utiliser au maximum de leurs possibilités. On appelle orientation le point cardinal vers lequel est tournée la face active du panneau (sud, nord, sud-ouest...) quant à l'inclinaison, elle indique l'angle que fait le panneau avec le plan horizontal, elle se compte donc en degré Fig. (I.13) : Rayonnements solaires sur un panneau horizontal et un panneau incliné [8].

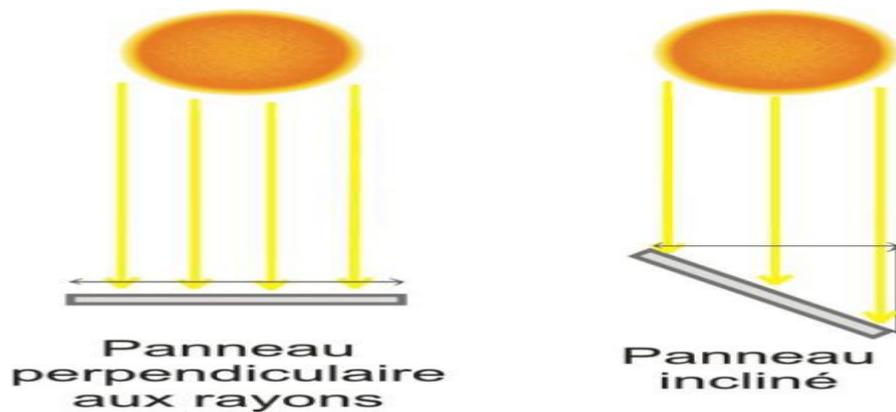


Fig. (I.13) : Rayonnements solaires sur un panneau horizontal et un panneau incliné [9].

### 8. b- La hauteur du capteur $\gamma$ :

C'est l'angle que fait la normale du capteur et sa projection sur le plan horizontal [10].

$\gamma$  varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$  :

$\gamma > 0$  plan tourné vers le haut.

$\gamma < 0$  plan tourné vers le bas.

$\gamma = +90^\circ$  plan horizontal tourné vers le haut.

$\gamma = -90^\circ$  plan horizontal tourné vers le bas.

$\gamma = 0$  plan vertical.

### 8. b- Azimut du capteur $\alpha$ :

C'est l'angle que fait la projection de la normale sur le plan horizontal et la direction du sud [11].

$\alpha$  varie entre  $-90^\circ$  et  $+90^\circ$  :

$\alpha > 0$  vers l'Ouest.

$\alpha < 0$  vers l'Est.  $\alpha = 0$  plan Sud.

$\alpha = -90^\circ$  plan Est orienté vers le Nord.

$\alpha = +90^\circ$  plan Ouest orienté vers le Oues.

$\alpha = 180^\circ$  plan Nord orienté vers le Nord.

L'inclinaison  $\beta$  du capteur par rapport au plan horizontal est donnée par :  $\beta = 90^\circ - \gamma$

### 9. Durée l'enseillement :

C'est rapport la durée effective l'enseillement et la durée théorique du jour. Elle exprime l'estimation du taux de non enseillement pour un site donné.

$$\delta = \frac{s}{s_0} \quad (\text{I.14})$$

Avec:

$s$ : est la durée effective du jour

$s_0$ : est donné par la formule approchée suivante :

$$s_0 = 12 + \theta \cdot \sin \frac{360 \cdot d}{365} \quad (\text{en heures}) \quad (\text{I.15})$$

Avec:

$d$  : le nombre de jour depuis le 21 Mars

$\theta$ : coefficient dépend de latitude.

### 10. La durée du jour :

La durée du jour est donnée par la relation suivante [12]:

$$d = 2 \times \frac{wl}{15} \quad (\text{I.16})$$

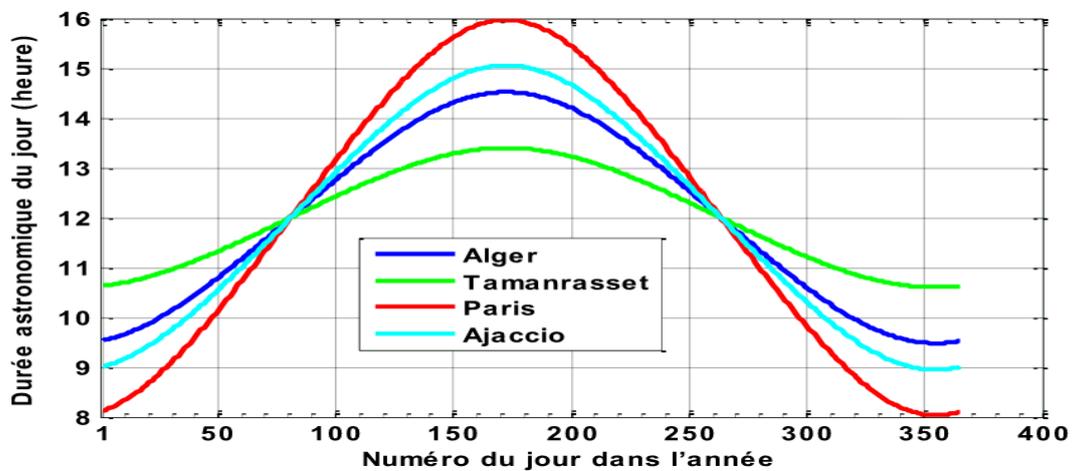


Figure (I.14) : Evolution annuelle de la durée du jour pour différents lieux [12].

### 11. Spectre du rayonnement solaire :

L'énergie associée à ce rayonnement solaire se décompose approximativement de [13]:

- 9% dans la bande des ultraviolets (<0,4  $\mu\text{m}$ ),
- 47% dans la bande visible (0,4 à 0,8  $\mu\text{m}$ ),
- 44% dans la bande des infrarouges (>0,8  $\mu\text{m}$ ).

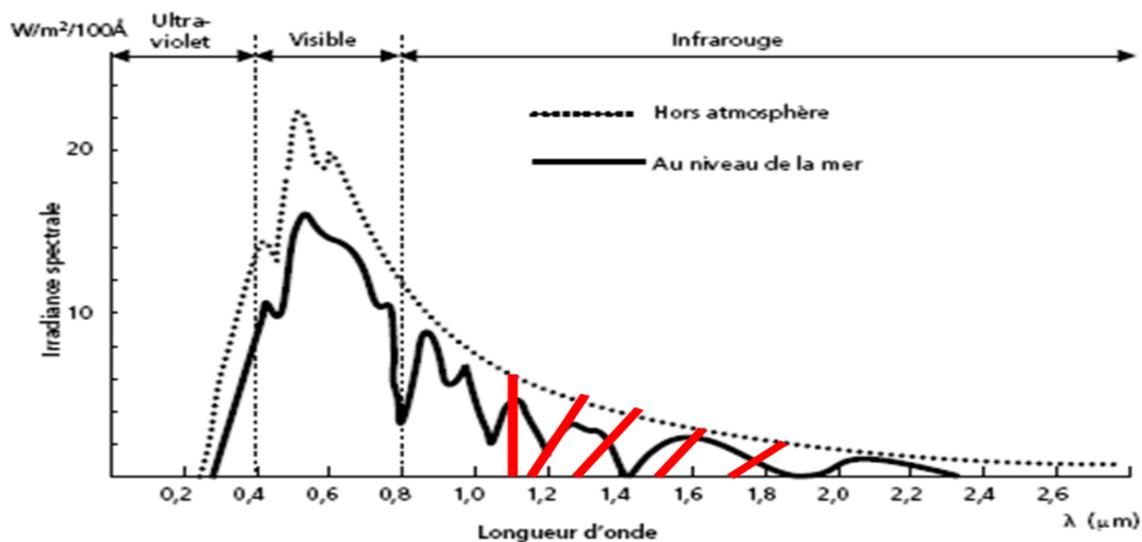


Figure (I.15) : Analyse spectrale du rayonnement solaire [13].

Le tableau I.1 donne les valeurs énergétiques caractéristiques des courbes pour diverses longueurs d'ondes, ainsi que les zones correspondantes au spectre lumineux.

$\lambda(\mu\text{m})$	$E_{\text{ph}}$ (eV)	Zone
0.2	2.6	Ultra-violet
0.4	3.1	Visible bleu
0.5	2.48	Visible jaune-vert
0.78	1.59	Visible rouge
1	1.24	Infra rouge
2	0.62	Infra rouge
4	0.30	Infra rouge

Tableau I.1: Valeurs énergétiques des courbes issues spectre solaire.

**12. Puissance solaire reçue par la terre :**

Le soleil est considéré comme un corps noir de rayon  $r = RS$  à la température  $T=TS$ . La puissance du soleil rayonnée par unité de surface par unité de temps est donnée par la loi de Stephan :

$$W_s = \sigma \cdot TS^4 \quad [WS] = W/m^2 \quad (I.17)$$

$\sigma = 5,67 \cdot 10^{-8} W/m^2 K^4 =$  la constante de Stephan.

La puissance rayonnée par toute la surface du soleil et par seconde :

$$P_s = W_s (4\pi RS^2) \quad (I.18)$$

$$= \sigma \cdot TS^4 \cdot (4\pi RS^2) \quad (I.19)$$

En supposant qu'il n'y a aucune absorption dans l'univers, une surface d'un  $m^2$  placée perpendiculairement au rayonnement solaire reçoit une puissance  $WT$  donnée par la relation suivante :

$$W_t = \frac{(\sigma \cdot TS^4 \cdot 4\pi \cdot RS^2)}{4\pi D^2} = \frac{\sigma \cdot TS^4 \cdot RS^2}{D^2} \quad [W/m^2] \quad (I.20)$$

DTS : varie en fonction du jour de l'année selon la relation [14] :

$$DTS = 1 - 0,017 \cos\left[\frac{360}{365}(N-2)\right] \quad (I.21)$$

- Lorsque  $DTS = 1$ .U.A (aux équinoxes), la puissance reçue par  $m^2$  de la terre  $WT$  (hors atmosphère) est appelée "constante solaire" notée  $I_0$ .

Les mesures de  $I_0$  hors atmosphère (sur 10 ans) ont donné une valeur moyenne :

$I_0 = (1367 \pm 7) W/m^2$  au lieu de  $I_0 = (1353 \pm 21) W/m^2$  adapte en 1971.

- Lorsque  $DTS \neq 1$ .U.A, la puissance reçue par  $m^2$  de la terre  $WT$  (hors atmosphère) est notée  $I$ , elle est donnée par la relation (I.22) :

$$I = 1367 \left[ 1 + 0,034 \cos \frac{360}{365} (N - 2) \right] \quad (I.22)$$

Lors des fortes activités solaires, caractérisées par l'apparition des taches solaires et des éruptions chromosphériques, les rayonnements émis par le soleil peuvent s'écarter notablement de leurs valeurs habituelles. Ces variations apparaissent sensibles surtout pour les rayonnements de très courtes longueurs d'ondes. Dans le domaine du rayonnement électromagnétique, relatif aux applications solaires, ces variations sont considérées comme négligeables.

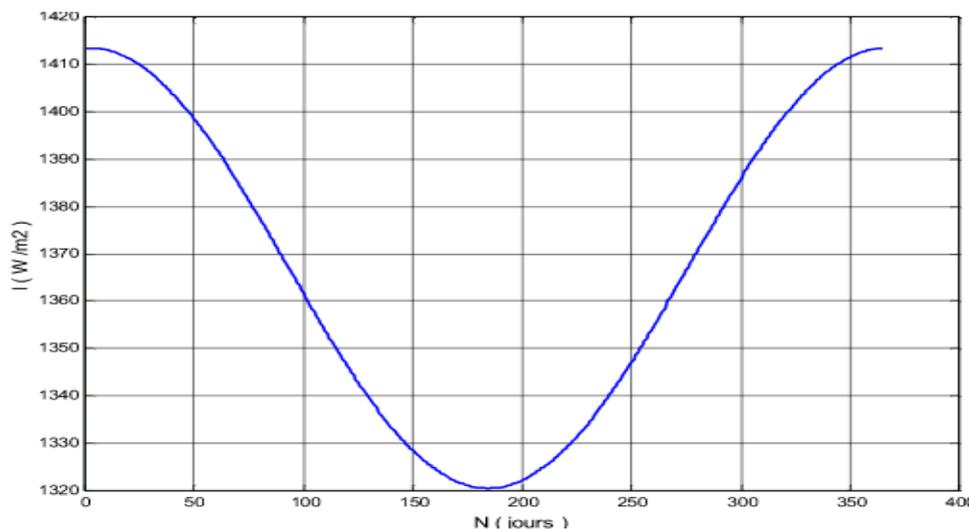


Figure (I.19) : Evolution annuelle de la constante solaire corrigée.

### 13. Modélisation du rayonnement solaire :

Le soleil fournit une quantité d'énergie énorme, environ  $15 \times 10^{21}$  kWh/an. Le besoin global de la terre (besoins électriques + énergie thermique + transport) est de  $30 \times 10^{12}$  EWh/ an, le soleil fournit donc annuellement 5000 fois les besoins énergétiques globaux de la terre [14].

Tout rayon incident sur terre est appelé "un rayonnement globale" (G). Ce rayonnement (G) est composé de deux rayonnements, direct (S) et diffus (D). Ces rayonnements varient en fonction de la hauteur du soleil, de l'angle d'incidence, des intempéries et de l'état de visibilité de l'atmosphère [15].

La modélisation théorique des irradiances solaires est très compliquée, due aux variations climatiques et BRICHAMBAUT a donné de bons résultats pour l'estimation de l'énergie reçue par un capteur d'orientation quelconque [16].

L'allure du rayonnement global pour une journée représentative est donnée par la figure (I.20) [17]:

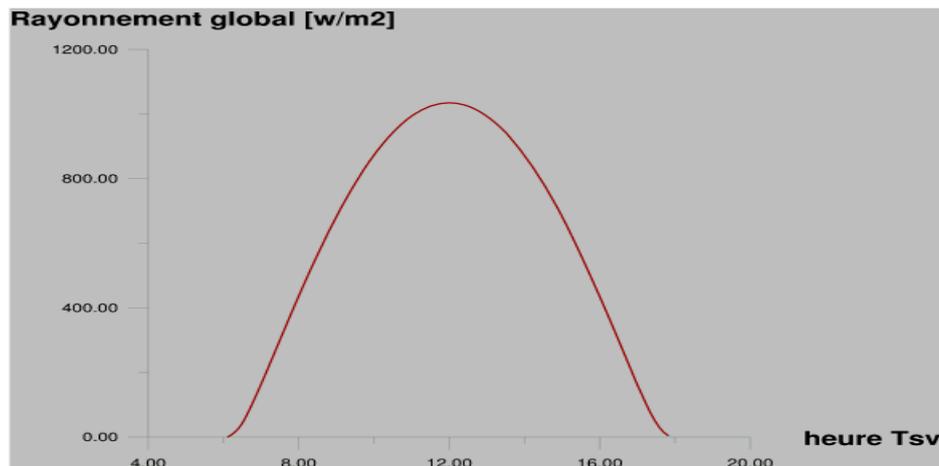


Figure (I.20): Variation du rayonnement global reçu par une surface inclinée Pour le 16 Mars [17].

### 13. a- Rayonnement direct :

C'est la fraction du rayonnement solaire qui arrive directement au sol, dont le trajet est « linéaire » (il y a, en fait, de légères déviations) et unique à un instant donné. Si  $I$  est le rayonnement direct [18].

$$I_h = I \times \sin h \quad (I.23)$$

Avec :  $h$  hauteur du soleil.

### 13. b- Rayonnement diffus :

Le rayonnement diffus est le rayonnement provenant de toute la voûte céleste. Ce rayonnement est dû à l'absorption et à la diffusion d'une partie du rayonnement solaire par l'atmosphère et à sa réflexion par les nuages. Ainsi, par ciel serein, il constitue 20% de l'énergie globale. Par ciel couvert, il correspond à la totalité de l'énergie reçue au sol [1].

### 13. c- Le rayonnement global :

Le rayonnement global ( $G$ ) est la somme des rayonnements diffus et direct [19].

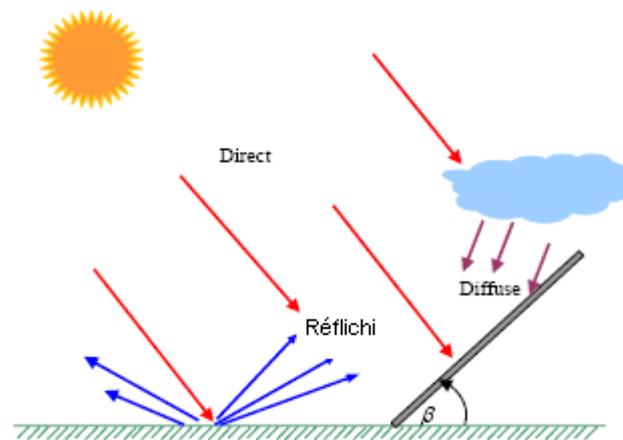


Figure (I .21) : Les trois composantes du rayonnement solaire global sur un plan incliné [1].

**13. d- l'albédo du sol :**

Le rayonnement solaire réfléchi est le rayonnement qui est réfléchi par le sol ou par des objets se trouvant à sa surface. Ce rayonnement dépend de l'albédo du sol et il peut être important lorsque le sol est particulièrement réfléchissant (eau, neige).

$$L' \text{albédo} = \frac{\text{l'énergie réfléchie}}{\text{l'énergie reçue}} \tag{I.24}$$

Il y'a quelques valeurs de L'albédo selon la surface du sol.

Surfaces du sol	Albédo
Surface d'eau	0.01 à 0.1
Forêt	0.05 à 0.2
Sol cultivé	0.07 à 0.14
Pierres et rochers	0.15 à 0.25
Champs et prairies	0.1 à 0.3
Sol nul	0.15 à 0.4
Neige ancienne	0.5 à 0.7
Neige fraîche	0.8 à 0.95

Tableau I.2 : Quelques valeurs d'albédo. [13]

## 14. Appareil de mesure :

### 14.1- Mesure de la durée d'ensoleillement et du rayonnement solaire :

#### ➤ Pyrradiomètre :

Instrument de mesure du rayonnement total parvenant sur une surface à partir d'un angle solide  $2\pi$  stéradians ; il sert principalement à la mesure du rayonnement total descendant, somme des rayonnements solaire et atmosphérique dirigés vers le sol [13].

#### ➤ Pyranomètre :

Instrument destiné à mesurer le rayonnement global  $G$  parvenant à une surface plane à partir d'un angle solide  $2\pi$  stéradians ; lorsque l'appareil est muni d'un dispositif pare-soleil, il peut mesurer le rayonnement diffus  $D$  [13].



Figure (I.22) Pyranomètre d'Eppley [20].

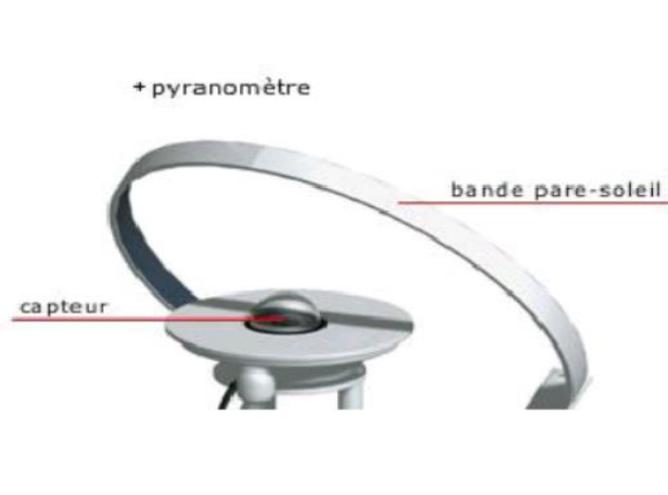


Figure (I.23) Pyranomètre muni

#### ➤ Pyréliomètre :

Instrument mesurant le rayonnement solaire direct  $I$ , l'appareil est orientable de façon que sa surface réceptrice soit normale aux rayons solaires [13].



Figure (I.24) Pyrhéliomètre [20].

➤ **Pyrradiomètre différentiel ou bilanmètre :**

Mesure le bilan du rayonnement total, différence entre le rayonnement total descendant et le rayonnement total ascendant (rayonnement solaire et atmosphérique renvoyés vers l'espace [13].

➤ **Héliographe :**

Instrument de mesure et d'enregistrement de la durée de l'insolation [13].

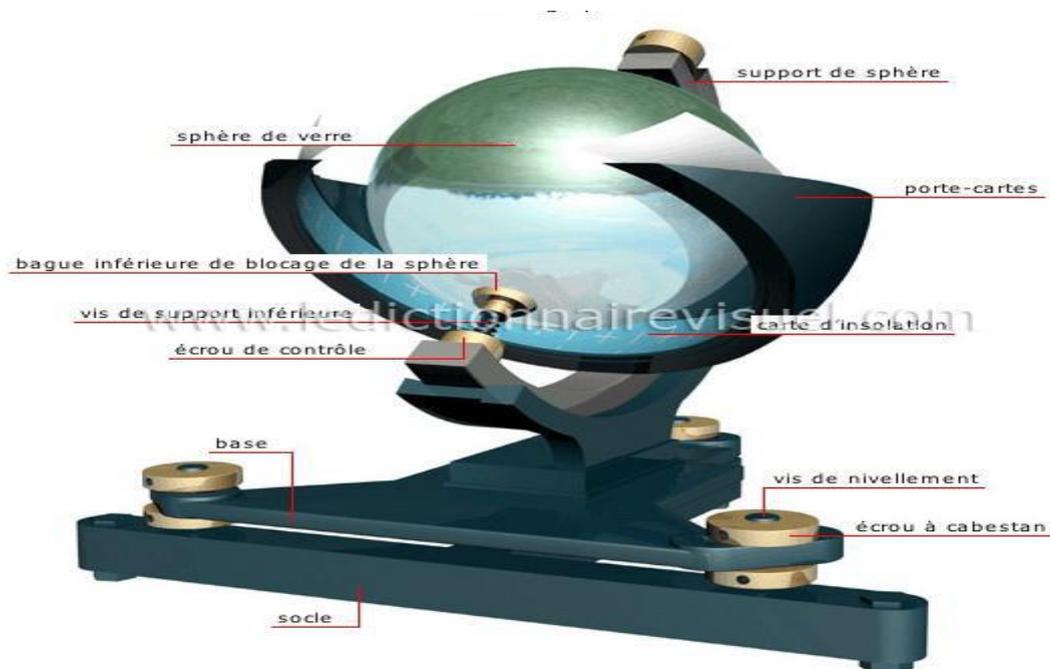


Figure (I.25) : Héliographe de Campbell [21].

## 14.2- Mesure de la vitesse et la direction du vent :

### ➤ L'anémomètre :

L'anémomètre est un instrument qui nous indique la vitesse du vent. L'anémomètre est composé de coupelles en forme de demi-sphères vides orientées dans le même sens qui tournent librement autour d'un axe. Dans les anémomètres modernes, un système électronique permet alors de calculer le nombre de tours effectués par les coupelles dans un certain temps. La vitesse du vent apparaît alors sur un petit écran. On peut très bien connaître la vitesse du vent seulement de façon mécanique aussi. L'anémomètre a été inventé par l'architecte italien Leon Battista Alberti en 1450 [22].

Unités de mesure : En kilomètres par heure (km/h) ou en mètres par seconde (m/s) Parmi les types existants et les plus utilisés, on cite les types suivants :

### ○ L'anémomètre à couple :

C'est le plus simple (Fig. I.26), son principe de fonction est basé sur rotation des assiettes sous l'effet du vent est intense plus la vitesse de rotation augmente [23].



Figure (I.26) : Anémomètre à couple.

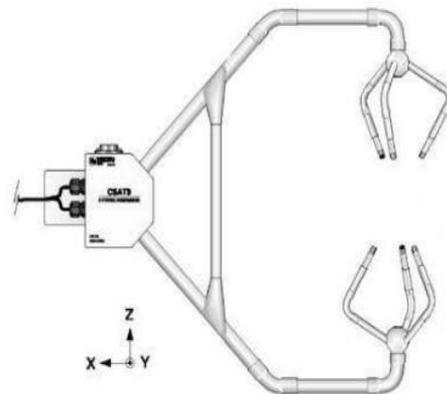


Figure (I.27) : Anémomètre sonique.

### ○ L'anémomètre :

Par ailleurs, pour connaître la direction des vents on se sert d'une girouette, souvent associée à l'anémomètre (Fig. I.28). Lorsque le vent change de direction, il pousse sur la grosse partie de la flèche (l'arrière) jusqu'à ce qu'elle soit alignée avec le vent (parallèle au vent). Cela a pour conséquence de faire pointer la flèche dans la direction d'où provient le vent.

On se réfère alors aux quatre principaux points cardinaux pour juger de la direction d'où vient le vent. On place habituellement l'anémomètre à 10 m du sol [20].



Figure (I.28) : Une girouette.

### 15. Estimation de l'énergie instantanée (ciel clair) :

Pour un ciel clair, les éclairements du rayonnement direct  $E_s$ , diffus  $E_D$  et global  $E_G$  reçus par un capteur sont donnés par les relations suivantes :

$$E_D = \left( \frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right) D_H + \left( \frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right) \alpha^* G_H \quad (\text{I.25})$$

$$E_s = A \cos(i) \exp\left(-\frac{1}{B \sin(h+2)}\right) \quad (\text{I.26})$$

$$E_G = E_s + E_D D_H = A (\sin(h))^{0.4} \quad (\text{I.27})$$

$$G_H = A'' (\sin(h))^{B''} \quad (\text{I.28})$$

$$[E_s] = [E_D] = [E_G] = [D_H] = [G_H] \quad (\text{W} / \text{m}^2) \quad (\text{I.29})$$

$D_H$  : éclairement diffus reçu par une surface horizontale.

$G_H$  : éclairement global reçu par une surface horizontale.

$\alpha^*$  : étant l'albédo du sol (coefficient de réflexion du sol).

$$\alpha^* \begin{cases} 0.9 \text{ à } 0.8 \text{ neige} \\ 0.8 \text{ à } 0.4 \text{ sel clair} \\ 0.4 \text{ à } 0.2 \text{ verdure} \end{cases} \quad (\text{I.30})$$

$A, B, A', A'', B''$  : sont des constantes qui dépendent de l'état de l'atmosphère [24].

Etat de l'atmosphère	A	B	A'	A''	B''
Ciel bleu foncé	1300	6	87	1150	1.15
Ciel bleu clair	1230	4	125	1080	1.22
Ciel bleu laiteux	1200	2.5	187	990	1.25

Tableau (I.3): Paramètres décrivant l'état de l'atmosphère

### 16. Estimation de l'énergie instantanée (ciel couvert) :

Le ciel couvert est un ciel gris totalement rempli de couches nuageuses continues, plus ou moins denses optiquement, et au travers desquelles il n'est pas possible de distinguer le disque solaire. Dans ces conditions, le rayonnement direct est inexistant et le rayonnement global ne se compose que du rayonnement diffus. Si la couverture nuageuse est homogène, on peut considérer que le rayonnement diffus du ciel est isotrope de même que le rayonnement diffus du sol. Le rayonnement global par un ciel couvert est [25]:

$$E'_G = E'_D = K E_G (1 + 0.3 \sin(h)) \quad (\text{I.31})$$

$k$  : coefficient qui dépend de l'état du ciel avant d'être recouvert par les nuages.

$k = 0.6$  pour un ciel bleu foncé.

$k = 0.3$  pour un ciel bleu clair.

$k = 0.6$  pour un ciel bleu laiteux [25].

### 17. Estimation d'énergie journalière incidente :

L'énergie journalière reçue par un capteur plan quelconque dépend en générale de la latitude des couches atmosphériques et des conditions météorologiques est donnée par [26] :

$$\begin{cases} E_{JS} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_S \\ E_{JD} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_D \\ E_{JG} = \frac{1}{K} \Delta T \sum_K E_G \end{cases} \quad (\text{I. 32})$$

$E$  : l'énergie instantanée (directe, diffus, globale) incidente sur le capteur.

$K$  : le nombre d'intervalle entre le lever et le coucher sur le capteur.

$\Delta T$ : la différence entre le temps du lever et du coucher sur le capteur.

$E_J$  : l'énergie journalière (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur [26].

**18. Estimation d'énergie annuelle incidente :**

L'énergie annuelle reçue par un capteur d'orientation quelconque est déterminée par un programme de simulation en faisant la somme des énergies journalières [26]:

$$\begin{cases} E_{aS} = \sum_1^N E_{JS} \\ E_{aD} = \sum_1^N E_{JD} \\ E_{aG} = \sum_1^N E_{JG} \end{cases} \quad (I.33)$$

$E_a$  : L'énergie annuelle (directe, diffuse ou globale) incidente sur le capteur.

**19. Conclusion :**

Dans ce chapitre, on a présenté des notions importantes sur l'irradiation solaire comme les coordonnées terrestres et horaires, aussi les modèles mathématiques qui permettent d'estimer les composantes de l'irradiation solaire dans n'importe quel capteur sur terre.

**- Références bibliographiques :**

- [1] Bouden Abdelmalek, « Analyse optimisée de système de pompage photovoltaïque », Université Mentouri de Constantine, 2008.
- [2] Michel Capderou, Atlas solaire de l'Algérie, Tome 1,2 ; O.P.U. 1986.
- [3] Mahdi Khaled, « Conception et réalisation d'un concentrateur sphérique », Mémoire de Magister, Université Mentouri Constantine, 08/03/2008.
- [4] Meziani Fariza, « Détermination du gisement solaire par traitement d'images MSG », Mémoire de Magister, Université Mouloud Mammeri de Tizi Ouzou.
- [5] Maouedj Rachid, « Etude des performances d'un système hybride (Photovoltaïque-Eolien), pour la production de l'électricité. Application au site d'Adrar », Mémoire de Doctorat, Université Abou Beker Belkaid. Tlemcen, 2012-2013
- [6] Energie solaire photovoltaïque Semaine 08.
- [7] Rachid Chenni « Etude technico-économique d'un système de pompage photovoltaïque dans un village solaire », Soutenance de Thèse Doctorat, Université Mentouri de Constantine, Samedi 24 février 2007.
- [8] Ihddadene Nabila, « Détermination de l'angle optimal d'inclinaison de capteur solaire à M'Sila », Memoire de Master, Université de M'sila, 2016.
- [9] L'affaire Tournesol. Olympiade de Physique 2008.  
[http://www.odpf.org/imagesarchives\\_docs15emememoiresgr-4memoire](http://www.odpf.org/imagesarchives_docs15emememoiresgr-4memoire).
- [10] Yves JANNOT, « Solaire thermique », Octobre 2003.
- [11] Rachid Maouedj, « Application de l'énergie photovoltaïque au pompage hydraulique sur les sites de Tlemcen et Bouzareah », mémoire Magister, Université de Tlemcen, 2005.
- [12] Y. Jannot. Thermique solaire, Mars 2011.  
ICEL'2000, November 13-15, 2000, U.S.T. Oran "M.B", Alegria pp 384-387

- [13] Missoum Mohammed, « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie », Mémoire de Magistère, Université Hassiba Benbouali De Chlef, 11 décembre 2011.
- [14] A. Lauger J-A. Roger technique et documentation « les photopiles solaires », année 1981.
- [15] R. Bemard, 6. Menguy, M. Schwartz, « Le rayonnement solaire, conversion thermique et application ». Technique et Documentation, Paris, 1979.
- [16] C. Zidani, F. Benyarou et B. Benyoucef, « Simulations de la position apparente du soleil et estimation des énergies solaires incidents sur un capteur plan photovoltaïque pour la ville de Tlemcen (Algérie) ». Revue énergies renouvelables Vol.6 (pp.69-76). 2003. Université de Tlemcen, 2001.
- [17] H. Abdi, N. Ait Messaoudene, M. Omari, Y. Bekhta, « Etude et dimensionnement d'une installation solaire de production d'hydrogène », Université de Blida.
- [18] Carreau C., Dufour M., Gibilisco M., Les énergies renouvelables dans l'habitat, France 2001.
- [19] P, H, Communay. Héliothermique : Le gisement solaire, méthodes et calculs, Groupe de Recherche et d'Édition, France. (2002).
- [20] Berrichon Jean-Damien, « Installation et mise en service d'un instrument de mesure du rayonnement solaire diffus », Master 1 de Physique et Ingénierie, Faculté des Sciences et Technologies, Université de la Réunion.
- [21] «<http://www.ikonet.com/fr/ledictionnairevisuel/terre/meteorologie/symboles-meteorologiques-internationaux/meteores.php> »,
- [22] O. Benali, ' Evaluation de potentiel énergétique éolien dans la région sud-est du Sahara Algérienne', Mémoire de master, Université Kasdi Merbah Ouargla, 2014/2015.
- [23] H. Chergui, 'prédiction énergétique d'une éolienne, cas de l'aérogénérateur NREL', Mémoire de master, Université Mohamed boudiaf-M'sila faculté de technologie, 2014/2015.
- [24] Hamdani Maamar, « Etude et Effet de l'Orientation de deux Pièces d'un Habitat en Pierre Situé à Ghardaïa », Mémoire De Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen, 2010 ~ 2011.
- [25] S.M.A. Bekkouche, Modélisation du comportement thermique de quelques dispositifs Solaires, Thèse de Doctorat en Physique Electronique, Université de Tlemcen, Mai 2009.
- [26] Merzogui Fatma et Ben laichi Meriem, « Réalisation et expérimentation d'un capteur hybride photovoltaïque-thermique PV-T », Mémoire de Master, Université Ahmed Draia. Adrar, 2017/2018.

# **CHAPITRE II**

## **L'énergie solaire photovoltaïque**

## 1. Introduction :

L'énergie solaire photovoltaïque est la conversion directe de rayonnement solaire par les panneaux photovoltaïque. Afin de comprendre leur fonctionnement nous avons présenté dans ce chapitre l'historique de l'énergie solaire photovoltaïque, les différentes technologies du PV et leurs applications.

## 2. Histoire de l'énergie solaire :

En 212 avant JC, Archimède a utilisé le soleil pour arrêter la flotte romaine en se servant des miroirs en bronze poli. Avec ces miroirs il a réussi à mettre le feu à la flotte à distance. L'humanité connaît la force du soleil depuis toujours et il est intéressant d'observer comment l'utilisation d'énergie provenant du soleil a évolué [1].

En 1839 la transformation de la lumière du soleil en courant électrique. Elle a été découverte par Antoine-César Becquerel [1].

En 1955 les chercheurs de Bell Telephone Laboratories (aux Etats-Unis) soient capables de produire la cellule qui avait le rendement de conversion énergétique au moins 6% (ratio entre l'énergie utilisée pendant la fabrication et l'énergie que le système est capable de produire) [1].

Enfin pour pouvoir annoncer la naissance de la photopile solaire. Cet effet a surtout été utilisé pendant les exploitations dans l'univers qui elles aussi commençaient à se développer. Mais en exploitant toujours de plus en plus le charbon, le pétrole et développant l'énergie nucléaire, les industriels ne se sont pas sérieusement intéressés aux possibilités de l'énergie solaire avant la crise pétrolière de 1973 [1].

Les années 70 peuvent être considérées comme le berceau de l'énergie solaire (photovoltaïque). La notion «photovoltaïque» provient du mot grec [photo] = lumière et du nom d'un physicien italien Alessandro Volta. Ensuite, c'est l'augmentation de la consommation mondiale de l'énergie et la diminution des réserves mondiales de pétrole et de charbon qui a

amène à nouveau de développer et utiliser des sources renouvelables pour fournir de l'énergie. Cette augmentation de besoins et d'exigences énergétiques est due aux changements démographiques, à la croissance industrielle et au développement du commerce.

### **3. Les avantages et les inconvénients de l'énergie solaire photovoltaïque :**

#### **3. a- Les avantages :**

- Energie écologique car réduit les émissions de CO<sub>2</sub>.
- Facile à entretenir, réinstaller et changer de taille des panneaux photovoltaïque.
- Peut être installé n'importe où.
- Il n'est pas pollué et n'émet aucun déchet.
- Energie renouvelable et gratuite.
- C'est la meilleure source d'énergie dans les zones isolées.
- Facile à installer et à générer de l'énergie.

#### **3. b- Les inconvénients :**

- La production de l'énergie est en fonction du rayonnement solaire.
- Les panneaux solaires doivent toujours être nettoyés.
- Les nuages et le brouillard affectent négativement les performances de la centrale.
- Leur coût de production est important.

### **4- Le fonctionnement des panneaux solaires :**

La conversion photovoltaïque est la conversion directe de la lumière solaire en électricité, effectuée à l'aide de matériaux semi-conducteurs tels que le silicium (**Si**), le germanium (**Ge**) ou les composés semi-conducteurs tels que l'arséniure de gallium (**Ga As**), le tellure de cadmium

(Cd Te). Les cellules solaires de type Ga As sont très coûteuses dans leur fabrication, leur utilisation est aujourd'hui essentiellement limitée aux applications spatiales.

La cellule solaire à semi-conducteur est un dispositif permettant de débiter un courant électrique dans une charge externe lorsque celui-ci est exposé à la lumière. Son principe de fonctionnement se résume comme suit :

Lorsque la cellule est exposée au rayonnement solaire, les photons d'énergie ( $E_{ph}=h.v$ ) pénétrant dans la cellule solaire transmettent leur énergie aux atomes de la jonction. Si cette énergie est suffisamment élevée, elle peut faire passer les électrons de la bande de valence à la bande de conduction du matériau semi-conducteur créer ainsi des paires « électron-trou ».

Les électrons (charges N) et les trous (charges P), sont alors maintenus séparés par un champ électrique qui constitue une barrière de potentiel.

Si une charge est placée aux bornes de la cellule, les électrons de la zone N rejoignent les trous de la zone P via la connexion extérieure, donnant naissance à une différence de potentiel et un courant électrique qui circule [2].

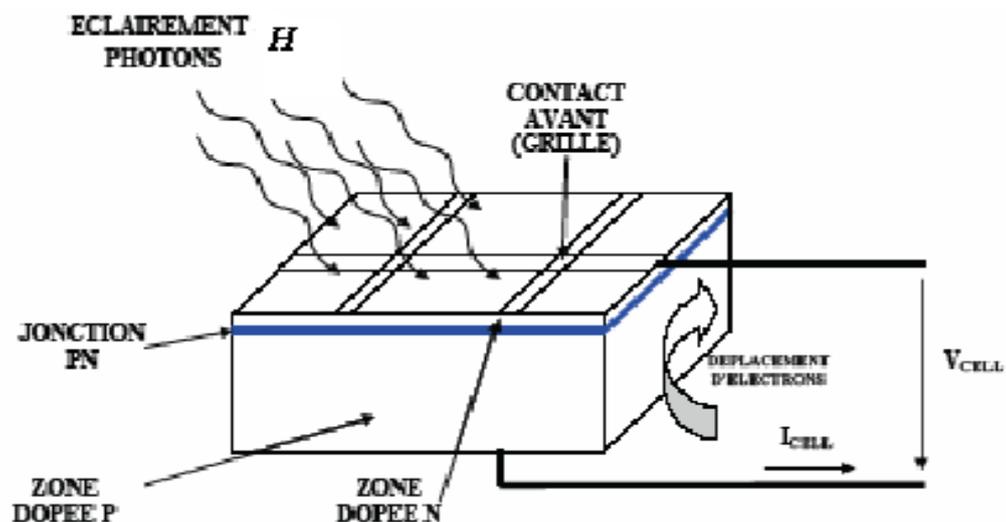


Figure (II.1) : Le principe de fonctionnement d'une cellule solaire [3].

## 5. La Technologie Photovoltaïque :

### 5.1- 1<sup>ère</sup> génération : Silicium cristallin (mono et poly) :

#### - Silicium Monocristallin :

Lors du refroidissement, le silicium fondu se solidifie en ne formant qu'un seul cristal de grandes dimensions. On découpe ensuite le cristal en fines tranches qui donneront les cellules.

Ces cellules sont en général d'un bleu uniforme. Les cellules monocristallines sont les plus commercialisés offrant un bon rendement électrique compris entre 10% et 17%, mais font appel à une méthode de production plus complexe et donc coûteuse.

En effet, l'obtention d'un cristal pur nécessite une grande quantité d'énergie [4].

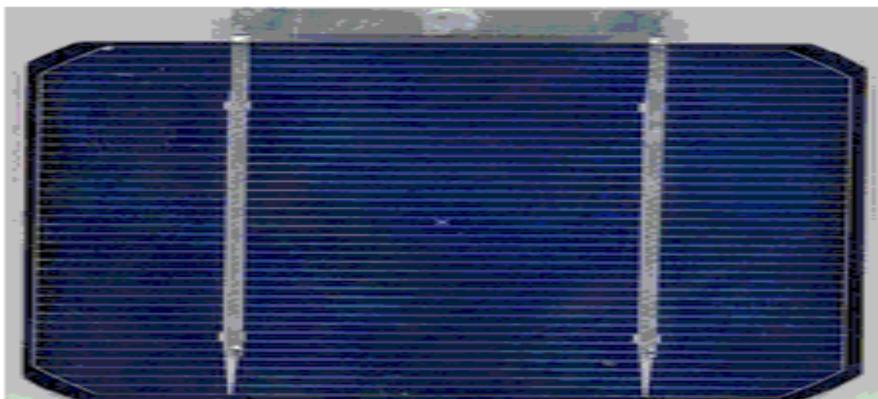


Figure (II.2) : Cellule en silicium monocristallin.

#### - Silicium Poly cristalline :

Fabriqué en cristaux hétérogènes, son prix est bas en raison de sa faible efficacité en raison des conditions de fabrication rapides et incontrôlées.

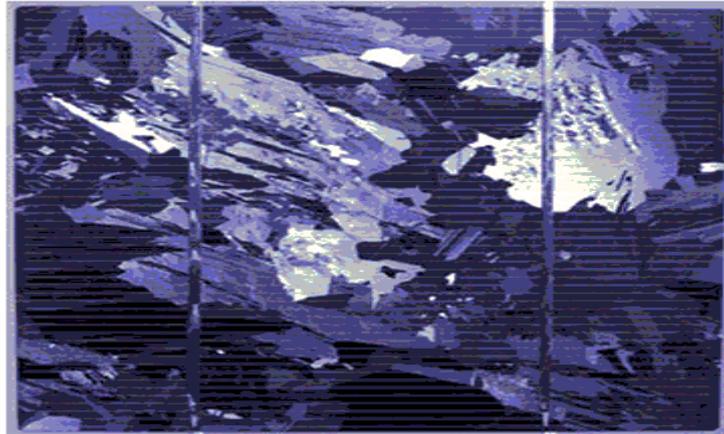


Figure (II.3) : Cellule en silicium poly cristallin.

## 5.2. 2<sup>ème</sup> génération : CdTe, CIS/ CIGS, silicium amorphe et microcristallin :

### - Cellules à base de Tellurure de cadmium (CdTe) :

La technologie à base de CdTe présente des rendements en dessous du cristallin, de l'ordre de 9 – 17 % (module 13% - record à 18,2%) mais bénéficie d'un faible coût à la production. Sa capacité d'absorption de la lumière et son coefficient thermique avantageux lui permettent d'être en adéquation presque parfaite avec le spectre solaire. Son principal inconvénient est sans doute la limitation naturelle de la quantité de tellurure sur terre qui oblige la recherche à réduire au maximum son épaisseur, qui avoisine aujourd'hui 3  $\mu\text{m}$ .

De plus, le cadmium est toxique. Il faut tout de même préciser que celui-ci est dangereux seulement lors de la fabrication et qu'un module PV ne contient que très peu de cadmium : un module CdTe de 60W (~12 kg) contient environ 2g de Cd. [5]

L'emploi du tellurure de cadmium procure plusieurs avantages aux cellules. Seuls 1 à 8  $\mu\text{m}$  de CdTe suffisent pour absorber une grande quantité de lumière. Les panneaux solaires rigides se comportent également mieux que les autres lorsque leur température monte, ce qui survient aux plus chaudes heures de la journée [6].

**- Cellules à base cuivre-indium-gallium-sélénium (CIGS) :**

Le CIS partage des points communs avec le CdTe : la faible disponibilité de l'indium (une centaine d'années selon Indium Corporation) oriente la recherche à travailler sur la réduction de l'épaisseur de ce composant (2  $\mu\text{m}$  aujourd'hui). Il nécessite également une couche de CdS pour former une jonction p-n. On peut associer une quantité limitée de gallium (CIGS) pour améliorer ses propriétés d'absorption. Il présente le plus fort coefficient d'absorption des semi-conducteurs PV. Sa stabilité, son haut rendement par rapport aux autres couches minces (11 – 18 % (max 21,7%)) ainsi que son coût de fabrication relativement peu onéreux permettent à cette technologie de croître rapidement. [5].

Les cellules CIGS peuvent être construites sur des supports en plastique, en verre de 1 à 3 mm d'épaisseur, ou sur des feuilles métalliques [6].

**5.3. Technologies photo-electro-chimiques (DyeSensitisedCell et Organic PV) :**

La troisième génération vise à passer la limite maximale de rendement des cellules actuelles, qui est d'environ 30%. Plusieurs concepts sont envisagés pour atteindre cet objectif :

- ✓ Superposition de multiples cellules (Utilisant des bandes d'énergie différentes) ;
- ✓ Cellules à concentration ;
- ✓ Utilisation des photons à basse énergie qui ne sont habituellement pas absorbés par la cellule ;
- ✓ Cellules à électrons chauds produisant plus de paires électron/trou pour des énergies supérieures à la bande d'énergie.
- ✓ Conversion des photons pour ajuster le spectre de la lumière solaire aux caractéristiques du semi-conducteur [7].

	Technologies	Rendement	Avantages	Inconvénients	Durée de vie
1 <sup>ère</sup> Génération	Silicium monocristallin	14-17%	Bon rendement pour une cellule	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
	Silicium polycristallin	12-15%	Bon rendement pour un module	Coût élevé, perte de matière première en cours de fabrication	35 ans
2 <sup>ième</sup> Génération	Silicium Amorphe	6-10%	Facile à fabriquer	Mauvais rendement	<10 ans
	CdTe	8-11%	Absorbe 90% des photons incidents	Cadmium très polluant	Non évaluée
	CIS/CIGS Manque de	10-12%	Energie de gap ajustable 99% des photons absorbés	matière première	5 ans
3 <sup>ième</sup> Génération	Cellules organiques	10%	Faible coût de fabrication, Flexible	Rendement encore trop bas	Faible actuellement

Tableau (II. 1) Performances des différentes technologies des cellules photovoltaïques [8].

5.4. Procède de fabrication :

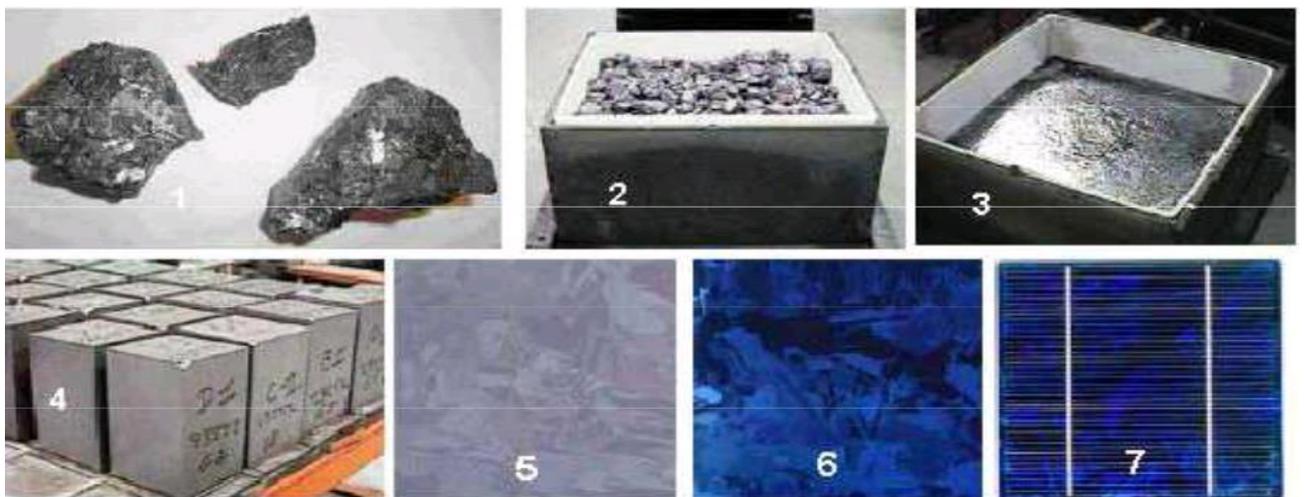


Figure (II.4) : Etapes de fabrication des cellules [9].

- (1) Minerai de Silicium.
- (2) Raffinage (pour augmenter la pureté).
- (3) Silicium en fusion donnant des lingots.
- (4) Après solidification.
- (5) Wafer obtenu par sciage du lingot.
- (6) Traitement de surface par procédés physico chimiques.
- (7) Cellule finie avec électrodes.

**5.5. Modules et cellules photovoltaïques :**

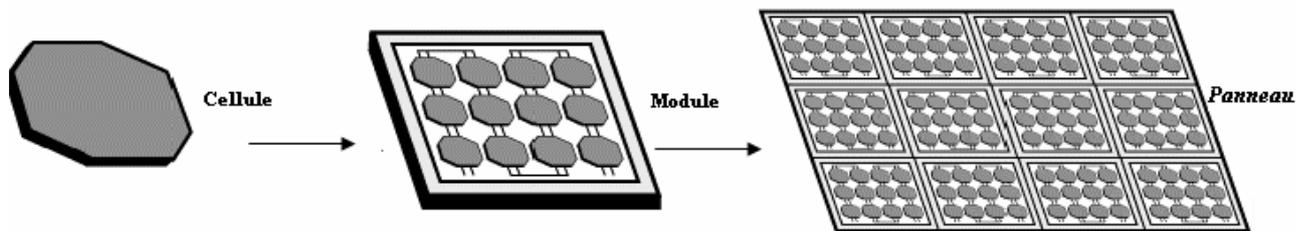


Figure (II.5) : Association des cellules solaires photovoltaïques [10].

➤ **Association en série :**

Une association de  $n_s$  cellules en série permet d'augmenter la tension du générateur photovoltaïque. Les cellules sont alors traversées par le même courant et la caractéristique résultante du groupement série est obtenue par addition des tensions élémentaires de chaque cellule [11].

$$V_{ocns} = N_s * V_{co} \tag{II.1}$$

Et  $I_{cc} = I_{cc}$  (II.2)

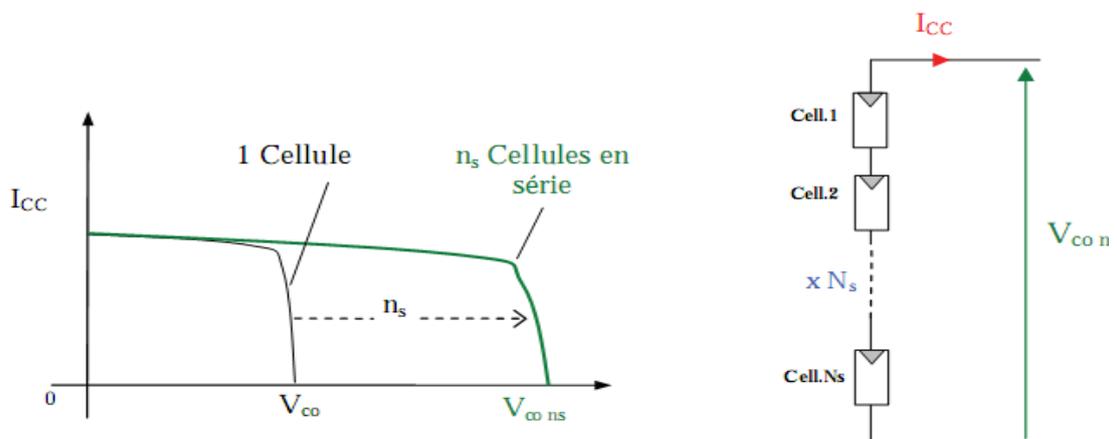


Figure (II.6) : Caractéristiques résultantes d'un groupement de  $n_s$  cellules en série [12].

Les expressions de la tension ( $T_{mod}$ ) et du courant ( $I_{mod}$ ) du module sont :

$$V_{mod} = \Sigma V_{cel} \tag{II.3}$$

$$I_{mod} = \Sigma I_{cel} \tag{II.4}$$

Où :  $V_{cel}$  et  $I_{cel}$  sont respectivement la tension et le courant d'une cellule PV.

➤ **Association en parallèle :**

Pour augmenter le courant fournit à une charge on connecte les cellules en parallèle. La figure (II.7) présente la courbe I(V) d'un groupement de  $N_p$  cellules en parallèle. On ne monte que des cellules ayons la même tension de fonctionnement, les courants s'ajoutent, la nouvelle courbe est obtenue en multipliant point par point et pour chaque valeur de tension, le courant  $I_i$  de la cellule élémentaire par  $N_p$  [13].

On à :

$$I_{SCnp} = n_p I_{SC} \tag{II.5}$$

Et  $V_{OCnp} = V_{OC}$  (II.6)

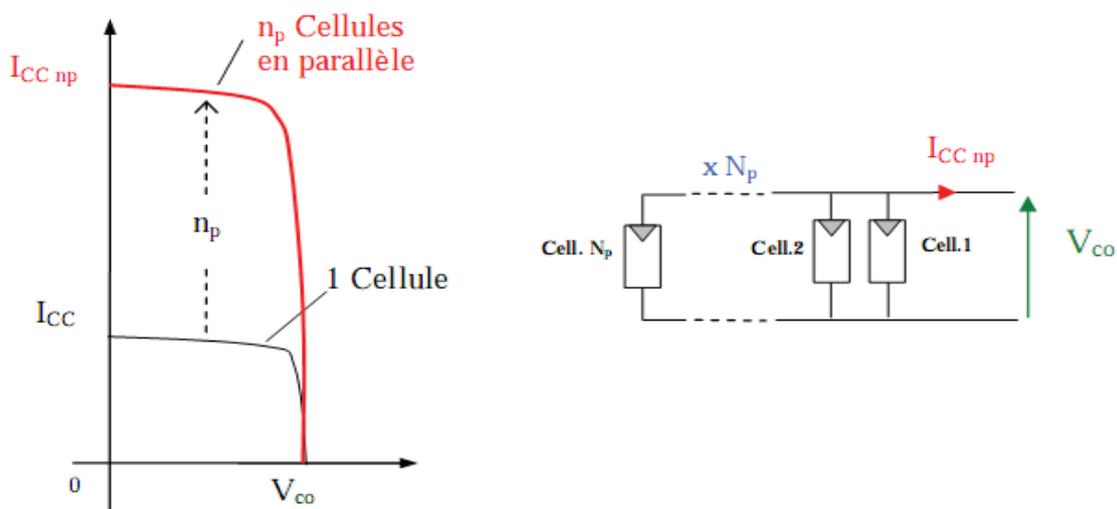


Figure (II.7): Caractéristique résultante d'un groupement en parallèle  $n_p$  cellules identiques[12].

➤ Association mixte (série-parallèle) :

Selon l'association en série et/ou parallèle de ces cellules, voir figure (II.8), les valeurs du courant de court-circuit total et de la tension à vide totale sont données par les relations (II.7) et (II.8) [10].

$$I_t^{cc} = n_p \times I_{cc} \tag{II.7}$$

$$V_t^{oc} = n_s \times V_{oc} \tag{II.8}$$

Le passage d'un module à un panneau se fait par l'ajout de diodes de protection, en série pour éviter les courants inverses et en parallèle, dit diode by-pass, qui n'intervient qu'en cas de déséquilibre d'un ensemble de cellules pour limiter la tension inverse aux bornes de cet ensemble et minimiser la perte de protection associée.

La diode by-pass, lorsqu'elle se met à fonctionner, court-circuite alors une partie du panneau comme indique la Figure (II.9):B, évitant ainsi la circulation de courants inverses au sein des cellules défectueuses. La dégradation d'une seule cellule condamne donc le groupe de cellules associées à la cellule défectueuse et protégée par la diode by-pass à ne pas produire de puissance. Ce phénomène de perte partielle de puissance est à comparer à la perte totale d'un panneau entier en cas de problème sur une cellule avec un panneau fonctionnant sans protection [12].

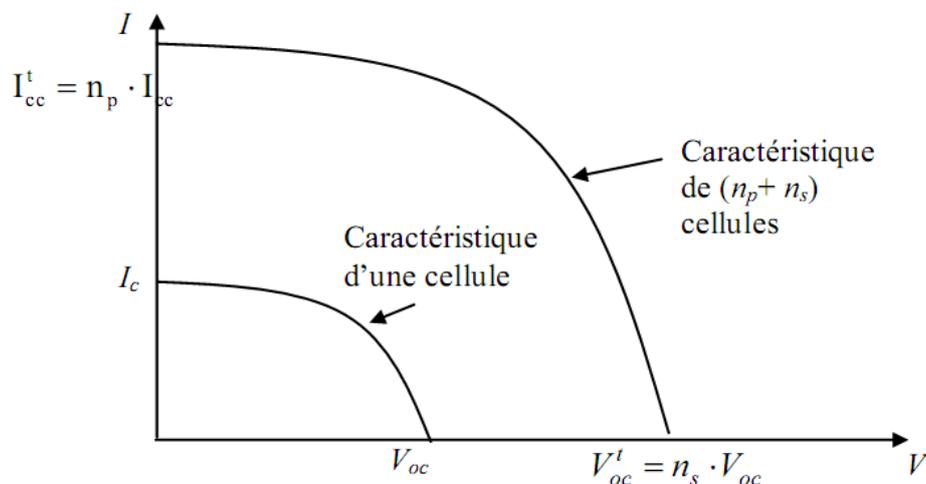


Figure (II.8) : Caractéristique résultante d'un groupement mixte de cellules identiques [13].

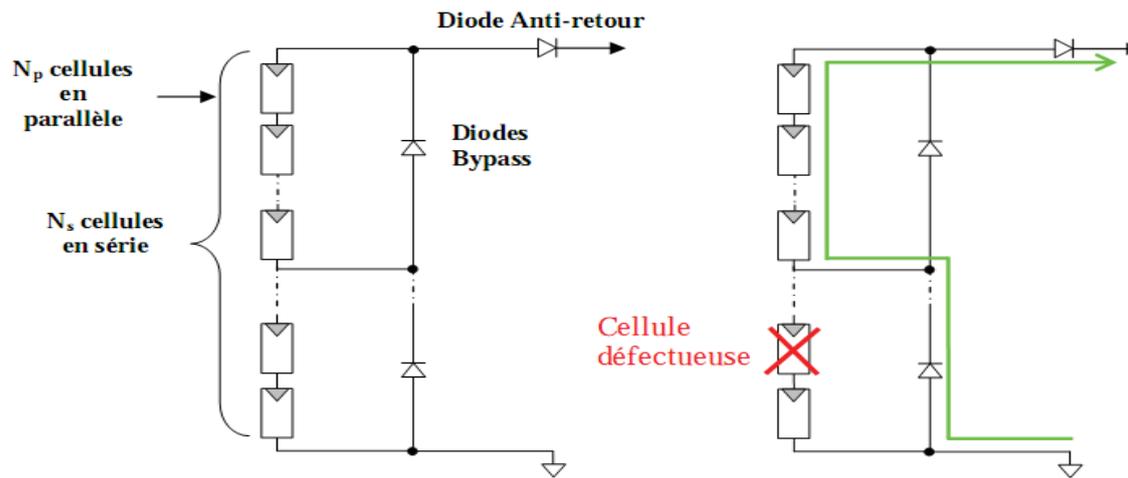


Figure (II.9) : A - Architecture classique d'un panneau solaire photovoltaïque avec diodes de protection. B - Défaillance d'une des cellules du module PV et activation de la diode by-pass et mise en évidence du courant de circulation IPV [12].

### 5.6. Critères de choix d'une installation solaire :

La conversion photovoltaïque est la transformation directe de l'énergie du rayonnement solaire en énergie électrique, sous forme de courant continu directement utilisable. D'un point de vue purement technique, on estime que les systèmes de conversion à énergie solaire sont potentiellement capables de répondre à une grande partie de la demande énergétique mondiale. Un système photovoltaïque est constitué des éléments suivants :

- Module photovoltaïque
- Régulateur,
- Convertisseur (onduleur).

Cette transformation du rayonnement solaire en électricité par le processus photovoltaïque est un des moyens d'exploitation du gisement solaire. Elle est réalisée par des cellules photovoltaïques (PV). Il est à noter qu'en dépit de cette terminologie, aucune énergie n'est

stockée dans la cellule, ni sous forme chimique ni sous aucune autre forme. Ce n'est pas une pile, mais un convertisseur instantané, qui ne pourra fournir une énergie sous forme électrique que s'il reçoit une énergie sous forme de rayonnement. Une cellule sous obscurité totale va se comporter comme un composant passif. La cellule solaire ne peut être assimilée à aucun autre générateur classique d'énergie électrique de type continu. Elle n'est ni une source de tension constante ni une source de courant constant. Elle possède des caractéristiques non linéaires dépendant de l'éclairement [14].

### **5.7. Système d'énergie solaire :**

Il existe plusieurs applications de l'énergie solaires photovoltaïque, à titre d'exemple :

- **Pompage photovoltaïque**
- **Eclairage photovoltaïque**

### **5.8. Applications :**

#### **5.8.1 Pompage photovoltaïque (Pompage de l'eau) :**

Dans ce cas d'application, le fonctionnement se fait généralement au fil du soleil. Ainsi, le panneau PV alimente directement une pompe à travers un onduleur et ce tant que la puissance de sortie du panneau est capable de faire fonctionner la pompe.

Un système de pompage d'eau peut être représenté par la figure (II.10) ci-dessus [16].

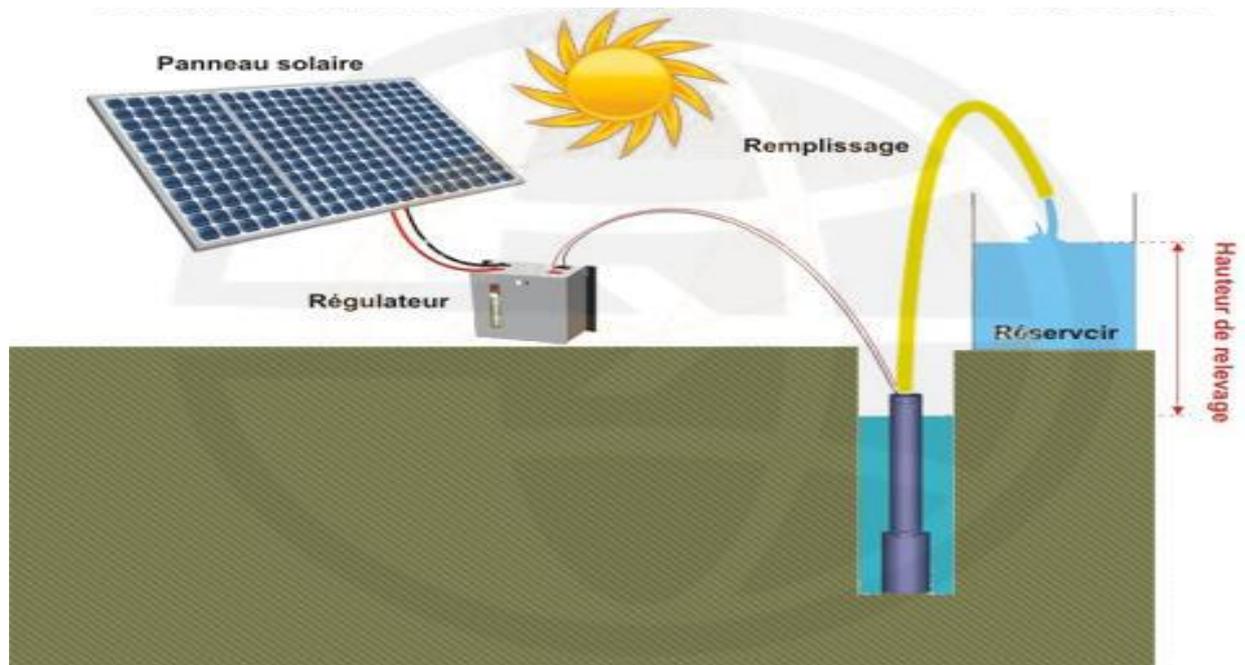


Figure (II.10) : Photovoltaïque au fil du soleil [17].

### 5.8.2. Eclairage photovoltaïque

Un panneau solaire photovoltaïque reçoit la lumière du soleil et la convertit en électricité. Cette électricité est une tension continue d'une vingtaine de volts, qui varie en fonction des conditions d'éclairement : plus il y a de lumière, plus on produit d'énergie. Bien entendu, la nuit la production est arrêtée.

L'énergie du panneau est envoyée à un régulateur qui la transforme en une tension stable de 12 volts.

Les 12 volts du régulateur sont utilisés pour charger une batterie qui accumule l'énergie au fur et à mesure de sa production.

Le régulateur joue également un rôle de distributeur, il délivre 12 volts pour la consommation mais c'est lui qui détermine d'où vient l'énergie : soit directement du panneau (s'il y a de la lumière) soit de la batterie si le panneau ne produit pas (la nuit par exemple) [11].

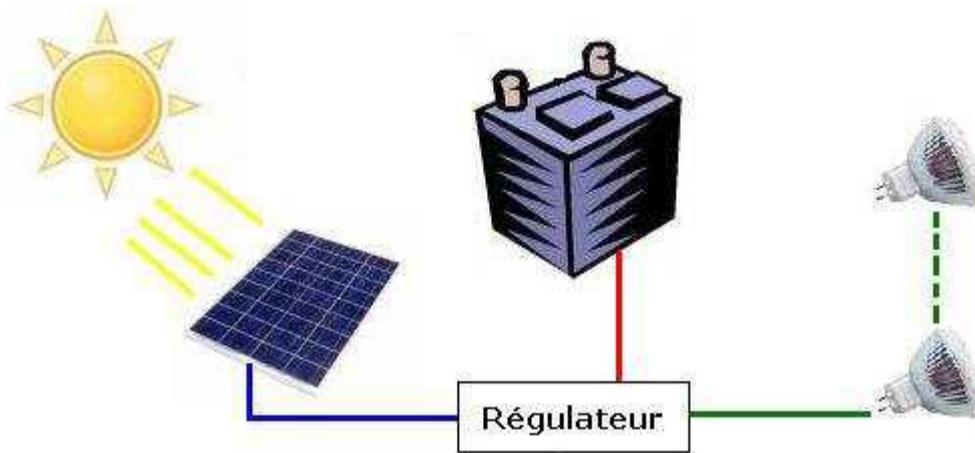


Figure (II.11) : Eclairage de photovoltaïque [11].

## 6. Les paramètres qui influent sur le rendement d'un panneau solaire :

### 6.1. Influence de la température sur le rendement d'un panneau solaire photovoltaïque :

L'influence de la température est importante et a des conséquences pour la conception des panneaux et des systèmes photovoltaïques.

La température est un paramètre essentiel puisque les cellules sont exposées aux rayonnements solaires, susceptibles de les échauffer. De plus, une partie du rayonnement absorbé n'est pas convertie en énergie électrique, il se dissipe sous forme de chaleur ; c'est pourquoi la température de la cellule ( $T_c$ ) est toujours plus élevée que la température ambiante ( $T_a$ ) [18].

$$T_c = T_a + \frac{E_m}{800} \quad (\text{TUC-20}) \quad (\text{II.9})$$

Avec :

$E_m$ : Eclairement moyenne ( $\text{W/m}^2$ )

TUC : Température d'utilisation de la cellule (c)

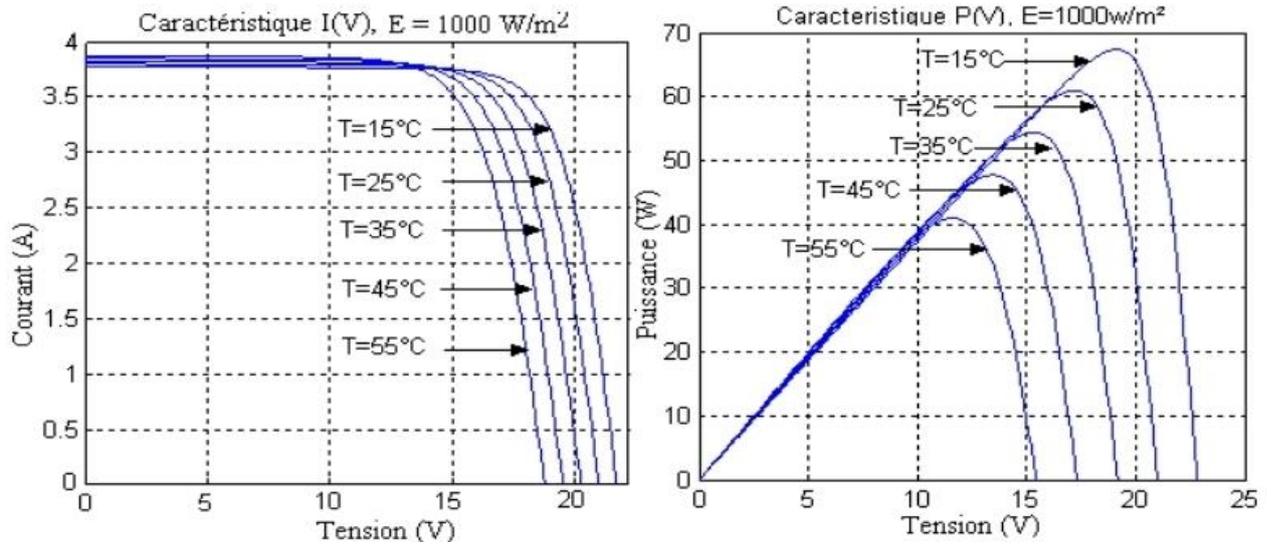


Figure (II.12) : Influence de la température sur la caractéristique I (V) et P(V) pour une irradiation solaire de 1000W/m<sup>2</sup> [19].

**6.2. Influence de l'intensité de la radiation lumineuse :**

L'énergie électrique produite par une cellule dépend de l'éclairement qu'elle reçoit sur sa surface. La figure (II.13) représente la caractéristique courant-tension d'une cellule en fonction de l'éclairement, à une température et une vitesse de circulation de l'air ambiant constante. Le courant est directement proportionnel au rayonnement, contrairement à la tension qui ne varie que très peu en fonction de l'éclairement [20].

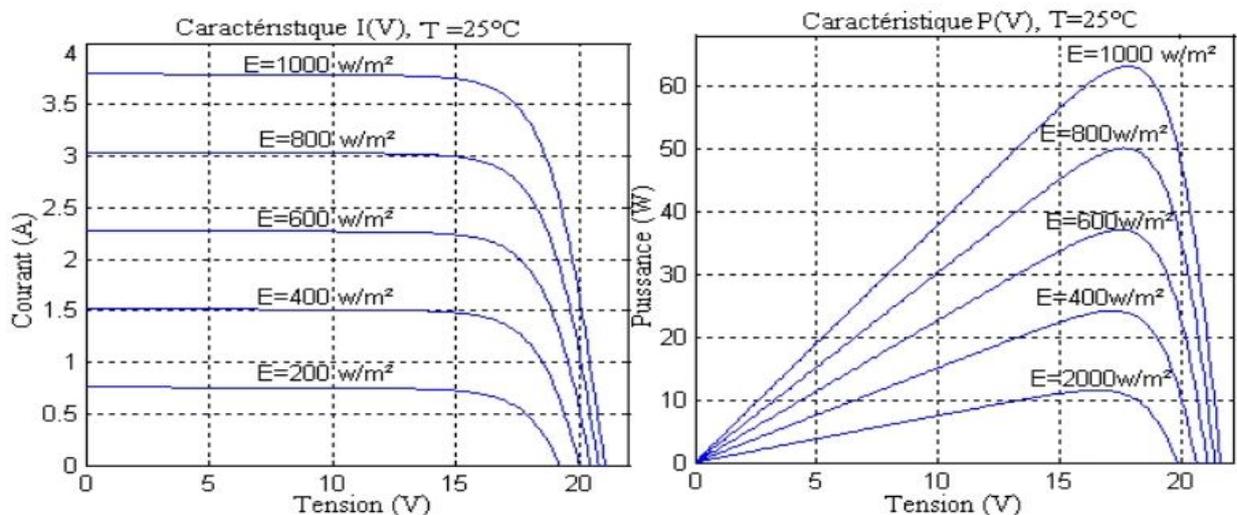


Figure (II.13) : Caractéristiques I (V) et P(V) d'un module pour différentes irradiances solaires à 25°C [19].

## 7. Les différents types des systèmes énergétiques solaires :

### 7.1. Système photovoltaïque autonome :

Les systèmes autonomes dépendent uniquement de l'énergie solaire pour répondre à la demande d'électricité. Ils peuvent comporter des accumulateurs – qui emmagasinent l'énergie produite par les modules au cours de la journée – servant la nuit ou lors des période le rayonnement solaire est insuffisant. Ces systèmes peuvent également répondre aux besoins d'une application (par exemple, le pompage de l'eau) sans recours aux accumulateurs.

En règle générale, les systèmes PV autonomes sont installés là où ils constituent la source d'énergie électrique la plus économique. On peut tout de même opter pour un système hybride pour des raisons environnementales ou parce qu'on a besoin d'un système fiable où qui fonctionne sans être relié à un réseau [20].

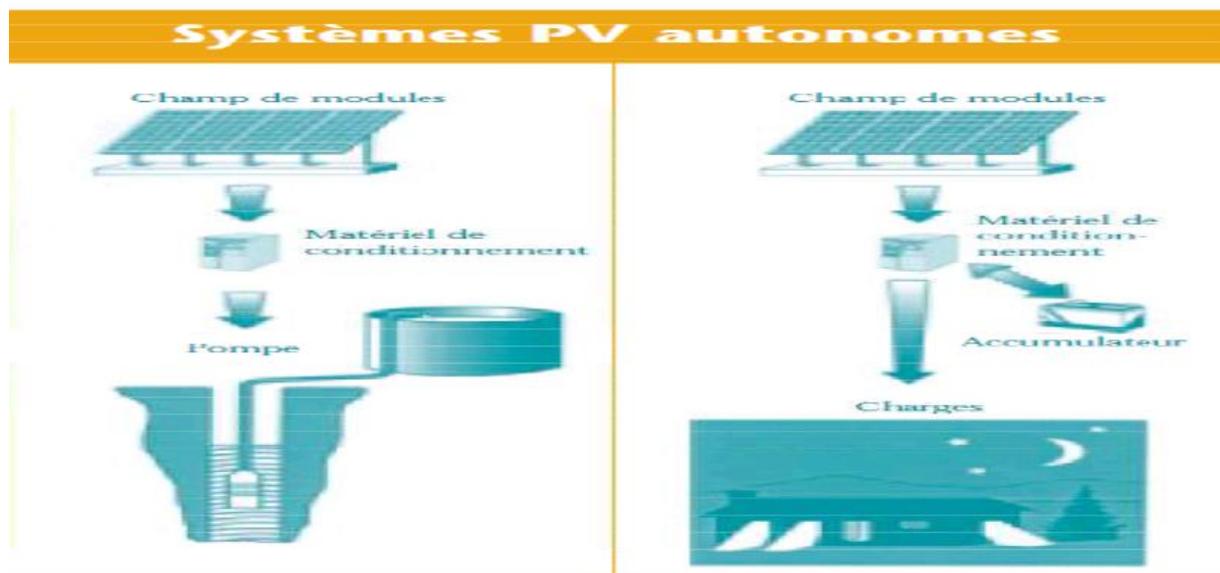


Figure (II.15) : Système autonome [22].

### 7.2. Système photovoltaïque raccordée au réseau électrique :

Un tel système s'installe sur un site raccordé au réseau. Généralement sur des habitations ou des entreprises qui souhaitent recourir à une forme d'énergie renouvelable et qui bénéficient d'un bon ensoleillement [21].

L'énorme avantage de cette solution est l'absence de batterie. On ne stocke plus l'énergie, on l'injecte directement dans le réseau local ou national. Et ceci sans limite quantitative, donc toute l'énergie est récupérée. Il y a un compteur qui tourne dans un sens pour la consommation, et un autre dans l'autre sens pour la production. Mais il faut tout de même convertir le courant continu des panneaux en alternatif à travers d'un onduleur, et celui-ci doit être homologué par la compagnie d'électricité qui va recevoir ce courant. Car il doit respecter des normes sur sa qualité (sinusoïdale) [21].

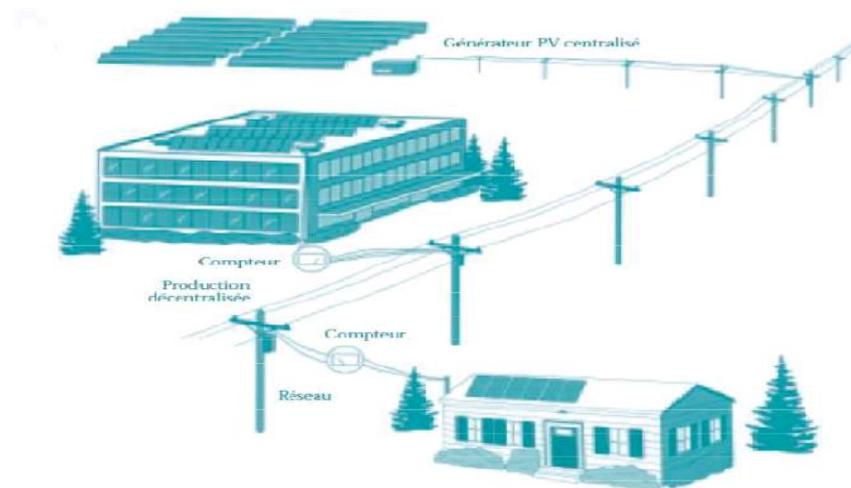


Figure (II.16) : Système photovoltaïque raccordée au réseau électrique [22].

## 8. Conclusion :

Dans ce chapitre, Nous avons rappelé quelques notions sur l'énergie solaire photovoltaïque, et la technologie photovoltaïque ensuite nous avons expliqué leur principe de fonctionnement, leur caractéristiques principales et aussi l'associations des modules photovoltaïques.

**- Références bibliographiques :**

- [1] Monika kokrdova, « L'énergie solaire », université palackého v olomouci filozoficka fakulta 2011.
- [2] Souad ZAamta: « Réalisation d'un régulateur solaire à base de Microcontrôleur pour le contrôle de l'état de charge et la protection des Accumulateurs » mémoire de magister Centre Université Larbi-Ben M'hidi Oum El-Bouaghi ; 20/02./2008.
- [3] M. AngeL and C. Pastor : « conception et réalisation de modules photovoltaïques électroniques ». Thèse de doctorat de l'Institut National des sciences Appliquées de Toulouse, septembre.2006.
- [4] M. Kenane, S. Sadoudi « Modélisation de modules photovoltaïques en milieu réel d'implantation », Mémoire de Master II, département de génie mécanique, faculté du génie de la construction, Ummto 2013.
- [5] Thomas Mambrini « Caractérisation de panneaux solaires photovoltaïques en conditions réelles d'implantation et en fonction des différentes technologies », Thèse de doctorat, Université Paris-Sud, école doctorale : STITS,2014.
- [6] Arras Aida, « Caractérisation des cellules photovoltaïques à base d'hétérojonction de silicium a-Si/c-Si », mémoire de master, Université Abou-Bekr Belkaid – Tlemcen, 25/06/2018.
- [7] <https://www.energieplus-lesite.be/index.php?id=16678#c20442>
- [8] Halouane Assia, « Modélisation du transfert radiatif dans les strates supérieures d'un module photovoltaïque », Université M'hamed Bougara Boumerdes, Mémoire de fin d'études, 2016/2017.
- [9] Merzogui Fatma et Ben Laichi Meriem, « Réalisation et expérimentation d'un capteur hybride photovoltaïque-thermique PV-T », Mémoire de Master, Université d'Adrar, 2017/2018.
- [10] <http://www.Production d'énergie électrique : Energie solaire photovoltaïque>.
- [11] Missoum Mohammed, « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat à haute qualité énergétique en Algérie », Mémoire de Magistère, Université hassiba benbouali de chlef, 11 décembre 2011.
- [12] M. PETIBON Stéphane, Nouvelles architectures distribuées de gestion et de conversion de l'énergie pour les applications photovoltaïques, Université de Toulouse, 2009.
- [13] Amer Hamzaoui, « Effet de l'illumination sur les paramètres caractéristiques des cellules solaires au silicium polycristallin », Université Ferhat Abbas – Sétif, Mémoire de Magister, 07/03/2012.
- [14] Mebrouki Abdallah et Djaafri Abdlkrim, « Etude d'un système Hybride Cas Centra le Kabertene », mémoire de fin d'études, Université Ahmed Draïa Adrar ,2016.
- [15] Bailek Nadie, « Étude et Modélisation du Flux Solaire globale sur surface inclinée dans la région de Touat », Thèse de Doctorat, Université Djillali Liabes Sidi Bel Abbes, 27/06/2012.
- [16] Makhelouf Messaoud. Modélisation et optimisation de système de production d'énergies renouvelables couple au réseau, Mémoire de Magister 2012. Université Mentouri de CANSTANTINE.

[17] Merabet –Abd El Hak. Dimensionnement d'un système d'alimentation en énergie électrique par voie photovoltaïque pour l'alimentation d'une habitation, mémoire de master 2018. Université de BISKRA.

[18] Sartak Ramdane Idda Boubekour, « Etude et simulation d'un dispositif de Commande d'éclairage public », Mémoire De Master, Université Ahmed Draïa Adrar, 05/06/2018.

[19] Boussaid Mohammed, « Modélisation des phénomènes de vieillissement des modules Photovoltaïques », Mémoire Magister, Université Abou-Bakr Belkaïd – Tlemcen, 2011-2012

[20] W. Boucheritte, « Convertisseurs multi niveaux dans les systèmes PV Connectés au réseau », Mémoire de Magistère, Université de Biskra.

[21] Anne Labouret et Michel Viloz ; " Energie solaire photovoltaïque ". Série environnement et sécurité. Edition le monteur.

[22] " Les systèmes Photovoltaïques, Guide de l'acheteur ". ISBN : 0-662-86306-2. Canada.

## **CHAPITRE III**

### **Traitement des données et interprétation des résultats**

### 1-Introduction :

L'installation de la centrale photovoltaïque de 20MW à Adrar est dans le cadre du programme national de développement et de l'intégration massive du des énergies renouvelable surtout les filières solaires photovoltaïque pour la préservation des ressources fossiles, de diversifier les filières de production de l'électricité et de contribuer au développement durable. D'ici 2030, 37 % de la capacité installée et 27 % de la production d'électricité destinée à la consommation nationale, seront d'origine renouvelable.

### 2- Situation géographique de la wilaya d'Adrar :

La wilaya d'Adrar se situe au Sud-Ouest algérien dans le Sahara central à une distance d'environ 1543 km de la capitale Alger. Elle couvre une superficie globale d'environ 427971 km<sup>2</sup>soit 19,97% du territoire national [1]. Elle est limitée par :

- Au Sud le Mali
- Au à Sud-Est par la wilaya de Tamanrasset
- Au Sud-Ouest par la wilaya de Tindouf et la Mauritanie.
- Au Nord par la wilaya d'El-Bayad.
- Au Nord-Est par la wilaya de Ghardaïa
- Au Nord-Ouest par la wilaya de Béchar

La wilaya d'Adrar est composée de 28 communes regroupées en 11 daïras : Adrar, Fenoughil, Aoulef, Reggane, Timimoun, Zaouiet kounta, Tsabit, Aougrou, Charouine, Tinerkouk et Bordj Badji-Moukhtar. De point de vue géographique, cette wilaya comprend quatre principales régions qui sont :

- Le Gourara, le Touat, le Tidikelt et la Tanezrouft.
- Le Gourara : La région de Timimoun

- Le Touat : la région d'Adrar
- Le Tidikelt : la région d'Aoulef
- Le Tanezrouft : La région de Bordj Badji-Moukhtar
- Leur cadre géographique situé entre les coordonnées géographiques :
- Les longitudes entre 00°30' et 00°30' à l'Ouest.
- Les latitudes entre 26°03' et 28°03' au Nord.

Généralement la topographie de la wilaya elle est de forme aplatie, la pente est très faible et l'altitude moyenne est de 222m [2].

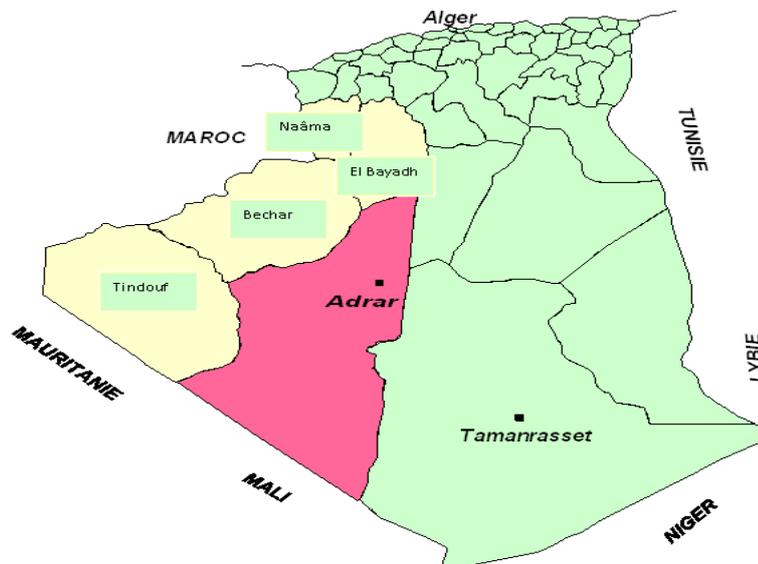


Figure (III.1) : Carte géographique de l'Algérie montrant la situation de la wilaya d'Adrar [3].

### 3-Caractéristiques géographique et météorologique du site d'Adrar

#### 3-1- Caractéristiques géographique :

La géomorphologique de la région d'Adrar est représentée principalement par [4]:

**Les Regs:** On peut considérer le reg comme le type morphologique le plus fréquent dans la région, représenté par une surface sensiblement horizontale, recouverte de débris généralement

graveleux ou caillouteux, plus abondants, d'âge Quaternaire, qui protègent un substrat en général sableux ou alluvial, de texture plus fine, d'âge crétacé inférieur.

**Les Ergs:** C'est une formation dunaire résultante de l'accumulation du sable apporté par le ventouse différents aspects, les Ergs occupent généralement des étendues vastes.

**Les Sebkhass:** Correspondent aux points les plus bas topographiquement (dépression), ce sont généralement des cuvettes ou des lits des anciens Oueds comportent des sols salés et dépourvus de végétation.

**Les Hamadas:** Ce sont des plateaux rocheux à topographie très monotone, souvent plate à perte de vue.

**Les Dayas:** Ce sont des petites dépressions circulaires, résultant de la dissolution locale des dalles calcaires ou siliceuses qui constituent les Hamadas.

**Les lits d'Oueds:** Le lit d'Oued est l'espace qui peut être occupé par des eaux d'un cours d'eau.

### 3-2- Caractéristiques météorologique :

Adrar a un climat désertique chaud (Classification de Köppen BWh) typique de la zone saharienne hyper-aride, c'est-à-dire du cœur du Sahara, avec un été torride, très long et un hiver court, tempéré chaud. Le climat, hyper-aride, est celui d'un désert absolu, puisque la moyenne annuelle des précipitations atteint à peine 14 - 15 mm, tombant essentiellement en automne ou au printemps.

Les températures moyennes maximales sont de 46 - 48 °C en juillet (le mois le plus chaud), ce qui fait d'Adrar une des villes les plus chaudes du monde. Le pic de température record a été établi le Lundi 9 juillet 2018 avec une température de 65 °C [5].

Le nombre moyen de jours où le mercure dépasse la barre des 40 °C est de l'ordre de 130 jours par an. Les températures restent élevées en hiver mais seulement la journée car dans les

étendues désertiques, il n'y a rien pour retenir la chaleur et températures minimales moyennes avoisinent 7 °C. Le ciel est clair, le soleil omniprésent, le beau temps perpétuel. L'irradiation solaire dans la région d'Adrar est parmi les plus élevées au monde et la durée moyenne de l'insolation est environ de 3 978 heures par an [6]. Le rapport en pourcentage entre la durée du jour et la durée d'ensoleillement annuelle y est dépassé 90 %. La température moyenne journalière annuelle est de 26-27 °C à Adrar.

L'humidité relative est exceptionnellement faible toute l'année avec une moyenne annuelle d'environ 24 %, et particulièrement en saison chaude où le degré hygrométrique de l'air descend souvent en dessous de 5 %.

#### **4-Description du central :**

La centrale photovoltaïque d'Adrar s'inscrit dans le cadre du programme nationale de développement des énergies renouvelables mis en place par le ministère de tutelle c'est une centrale relevant de l'unité de production sud, entité de la filiale de SKTM (Sharikate Kahraba Wa Taket Moutadjadida, société de production d'électricité) la mise en service le 12/10/2015.

La centrale photovoltaïque SKTM est de superficie de 40 hectares. Elle est située à 10Km du centrale-ville de la Wilaya d'Adrar.

La centrale PV d'Adrar contient 20 Sous-champ, chaque sous-champs produit 1MWc. 93matrices chaque matrice constituée 44 panneaux devisée en 2 strings, chaque string est constitué de 22 panneaux raccordés en série. Le nombre total des panneaux est 81840.chaque 8 string (4 matrices) sont raccordé à une boîte de jonction, chaque trios boites de jonction sont raccordé à un boit parallèle et chaque 4 boites parallèle sont raccordées à un boit général se trouvant dans un Shelter un Shelter contient 2 boites générale et 2 onduleurs. La boit générale

est reliée à l'onduleur (CC/AC) qui est reliée à un transformateur (élevateur 315V/30 KV) et puis à l'arrivée qui injectent au jeu de barres d'où on injecte au réseau électrique.

Les panneaux sont en silicium poly cristallin, orientés vers le sud d'une inclinaison de 27°.

Il est mesuré à un spectre solaire AM1.5G, une irradiation  $100\text{W/m}^2$  et un température cellule de  $25^\circ\text{C}$  (condition standards).



Figure (III.2) : Photos du champ photovoltaïque de la station météorologique et de la centrale PV de 20 MW d'Adrar.

## 5- Performances normalisées :

Afin d'analyser les performances d'un système solaire PV, des paramètres de performance ont été spécifiés par l'Agence Internationale de l'Énergie (IEA) et sont décrits dans les normes standardisées (commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724 [7]. Ces paramètres sont le rendement de référence ( $Y_R$ ), le rendement de champ PV ( $Y_A$ ), le rendement final de système PV ( $Y_F$ ), le rapport de performance (PR), les pertes du système ( $L_S$ ) et les pertes diverses ( $L_C$ ) ces paramètres sont utilisés pour définir les performances de système dans son ensemble par rapport à leur production d'énergie, la ressource solaire est l'effet global des parts des système photovoltaïque.

### 5.1. Rendement de référence ( $Y_R$ ) :

Le rendement de référence est le rapport entre la quantité totale de rayonnement solaire  $H_t$  ( $\text{kWh/m}^2$ ) arrivant à la surface des panneaux solaires PV et la quantité de rayonnement de référence  $H_{STC}$  ( $1\text{kW/m}^2$ ). Ce paramètre représente le nombre d'heures égalent à l'éclairement de référence,  $Y_R$  définit la ressource solaire pour le système PV.

$$Y_R = \frac{H_t(\text{kwh/m}^2)}{H_{STC}(\text{kw/m}^2)} \quad (\text{III.1})$$

### 5.2. Rendement du champ PV ( $Y_A$ ) :

Le rendement du champ PV est défini comme le rapport entre l'énergie totale générée  $E_{DC}$  ( $\text{kWh}$ ) par les rangées PV pour une période définie (jour, mois ou année) et la puissance nominale  $P_0$  ( $\text{kWc}$ ) des rangées sous les conditions standard (STC : irradiation :  $1000 \text{ W/m}^2$ ,  $25^\circ\text{C}$  température ambiante et spectre de référence AM 1.5-G).

$$Y_A = \frac{E_{DC}}{P_0} \quad (\text{III.2})$$

### 5.3. Rendement final du système PV ( $Y_F$ ) :

Le rendement final correspond à l'énergie totale produit par le système PV,  $E_{AC}$  (kWh) par rapport à la puissance nominale installée  $P_0$  (kWc). Cette quantité représente le nombre d'heures pendant lesquelles le champ PV devrait fonctionner à sa puissance nominale.

$$Y_{F,d} = \frac{E_{AC}}{P_0} \quad (\text{III.3})$$

$$Y_{F,m} = \frac{1}{N} \sum_1^N Y_{F,d} \quad (\text{III.4})$$

### 5.4. Indice de performance normalisé ( $P_R$ ) :

Le rapport de performance  $P_R$  indique l'effet global des pertes sur la production énergétique des rangées d'un système PV. Les valeurs de  $P_R$  indiquent à quel point un système PV approche les performances idéales dans des conditions réelles d'exploitation.  $P_R$  est défini par le ratio entre le rendement final et le rendement de référence, c'est une quantité adimensionnelle :

$$P_R = \frac{Y_f}{Y_r} \quad (\text{III.5})$$

### 5.5. Les pertes du système par conversion ( $L_S$ ) :

Les pertes du système  $L_S$  sont dues aux pertes par conversion des onduleurs (courant continu-courant alternatif) et elles sont défini par la différence entre le rendement du champ PV ( $Y_A$ ) et le rendement final  $Y_F$ .

$$L_S = Y_A - Y_F \quad (\text{III.6})$$

### 5.6. Les pertes diverses ( $L_C$ ) :

Les pertes diverses  $L_C$  sont définies par la différence entre le rendement de référence et le rendement du champ PV.

Elles représentent les pertes dues aux : températures des panneaux, câblages, ombrage partiel, pertes spectrales, la salissure, erreurs dans la recherche du point de puissance maximale, de conversions (DC-AC), etc.

$$L_C = Y_R - Y_A \quad (\text{III.7})$$

Le rendement de l'installation peut être évalué en fonction des rendements distinct du champ PV, du système de l'onduleur.

### 5.7. Facteur de charge : FC

Enfin, le facteur de charge (FC) est défini comme le rapport de la production annuelle d'énergie réelle à la quantité d'énergie générée par le central solaire photovoltaïque si elle fonctionnait à puissance nominale maximale ( $P_0$ ) pendant 24 h par jour pendant une année.

$$FC = \frac{Y_F}{24 \cdot 365} = \frac{Y_F}{8760} = \frac{E_{AC}}{P_0 \cdot 8760} \quad (\text{III.8})$$

## 6- Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli YL245P-29b utilisées dans le central :

Paramètres électriques (Conditions de Test Standard - STC)			
Référence du module	Yingli YL245P-29b		
Puissance maximale	$P_{\max}$	W	245
Tolérance de puissance	$\Delta P_{\max}$	W	0/5
Rendement du module	$\eta_m$	%	15.0
Tension à $P_{\max}$	$V_{\text{mpp}}$	V	30.2
Courant à $P_{\max}$	$I_{\text{mpp}}$	A	8.11

Tension circuit ouvert	$V_{oc}$	V	37.8
Courant de court-circuit	$I_{sc}$	A	8.63
<b>Paramètres électriques (Conditions NOCT)</b>			
Puissance maximale	$P_{max}$	W	177.9
Tension à Pmax	$V_{mpp}$	V	72.2
Courant à Pmax	$I_{mpp}$	A	6.54
Tension circuit ouvert	$V_{oc}$	V	34.5
Courant de court-circuit	$I_{sc}$	A	6.99
<b>Caractéristiques thermiques</b>			
Température nominale des cellules en service	NOCT	°C	46 +/- 2
Coefficient de température gamma pour Pmax	$\gamma$	%/°C	-0,45
Coefficient de température pour Voc	$\beta V_{oc}$	%/°C	-0,33
Coefficient de température pour Isc	$\alpha_{Isc}$	%/°C	0,06
Coefficient de température pour Vmpp	$\beta V_{mpp}$	%/°C	-0,45
<b>Conditions de fonctionnement</b>			
Tension max. du système	1000 VD		
Calibre unitaire des fusibles en série	15 A		
Limitation de courant inverse	15 A		
Température de fonctionnement	-40°C à 85°C		
Charge statique maximale admissible, face avant (neige et vent)	5400 Pa		
Charge statique maximale admissible, face arrière (vent)	2400 Pa		
Charge statique maximale admissible, face arrière (vent)	2400 Pa		
Impact de grêlons maximal (diamètre grêlons / vitesse de l'impact)	25 mm / 23 m/s		
<b>Éléments constitutants</b>			
Verre frontal (matériau / épaisseur)	Verre trempé faible émissivité / 3,2 mm		
Cellules (quantité / matériau / dimensions / nombre de busbars)	60 / silicium multicristallin / 156 mm x 156 mm / 2 ou 3		
Encapsulant (matériau)	Éthylène-acétate de vinyle (EVA)		
Cadre (matériau / couleur / couleur de l'anodisation / joint de cadre)	Alliage d'aluminium anodisé / argent / transparent / silicone ou joint adhésif		
Boîte de jonction (degré de protection)	≥ IP6		
Câbles de sortie (longueur / section de câble)	1100 mm / 4 mm <sup>2</sup>		
Connecteurs (type / degré de protection)	MC4 / IP67 ou YT08-1 / IP67 ou Amphénol H4 / IP68		
<b>Caractéristiques générales</b>			
Dimensions (longueur/ largeur / hauteur)	1650 mm / 990 mm / 40 mm		
Poids	19,1kg		

Tableau (III.1) Caractéristiques des modules photovoltaïques Yingli YL245P-29b utilisées dans le central.

7-Résultats Expérimentale et Discussions :

Les figures suivantes présentent les résultats des calculs des paramètres caractérisant le fonctionnement de la centrale PV.

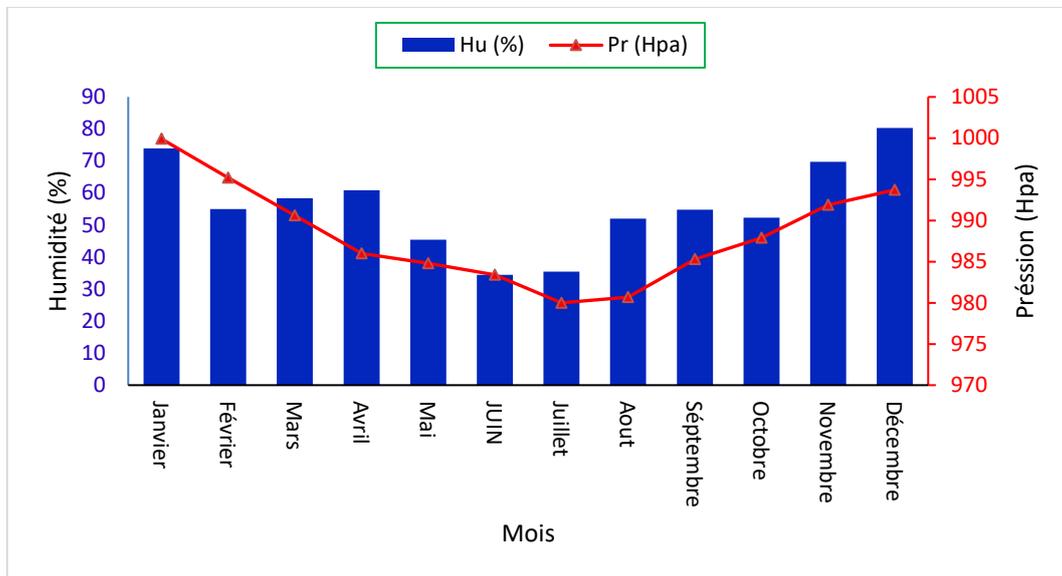


Figure (III.3) : Evaluation mensuelle de l'humidité et la pression dans la centrale PV pour l'année 2020.

- La variation mensuelle de l'humidité (80,30 % en Décembre et 34,50 en % Juin) avec une valeur moyenne de 56,05 % ;
- La variation mensuelle de la pression (999,90 Hpa en Janvier et 980,00 Hpa en Juillet) avec une valeur moyenne de 988,28 Hpa ;

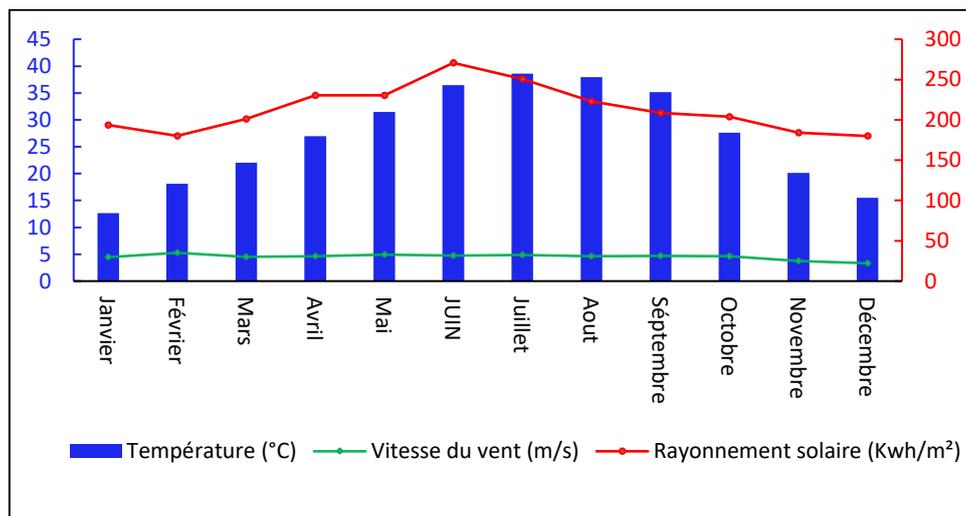


Figure (III.4) : Evaluation mensuelle de la température ambiante, vitesse du vent et l'irradiation solaire dans la centrale PV pour l'année 2020.

- La variation mensuelle de la vitesse du vent (5,46 m/s en Mai et 3,83m /s en Décembre) avec une valeur moyenne 4,87 m/s ;
- La variation mensuelle du rayonnement (270,71 KWh/m<sup>2</sup> en Juin et 179,95 KWh/m<sup>2</sup> en Décembre) avec une valeur moyenne 212,82 KWh/m<sup>2</sup>.
- La variation mensuelle température ambiante (37,25 °C en Aout et 10,92 °C en Janvier) avec une valeur moyenne 26,23 °C;

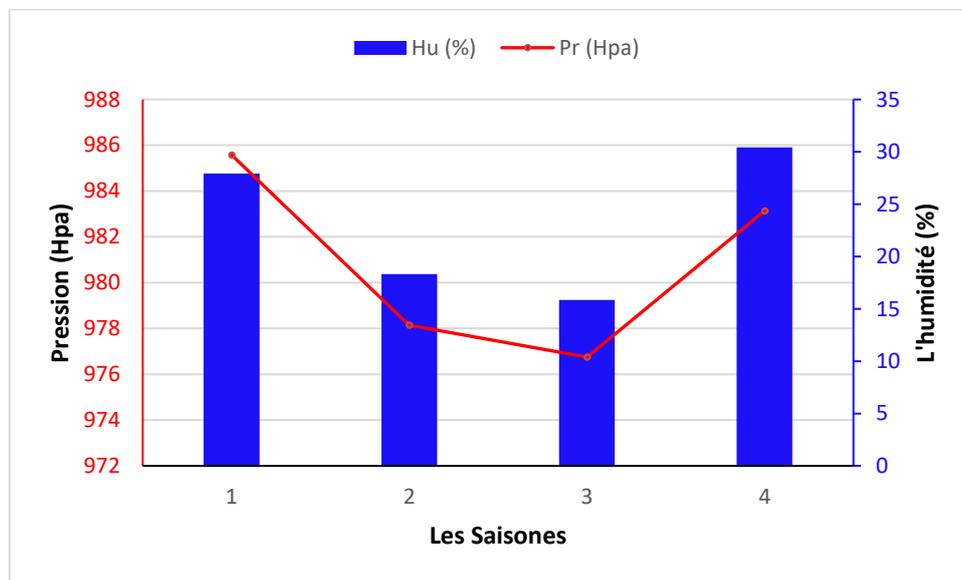


Figure (III.5) : Evaluation saisonnière de la pression, vitesse du vent et l'humidité dans la centrale PV pour l'année 2020.

- La variation saisonnière de l'humidité est entre une valeur maximum de 30,4 % enregistré pendant dans l'Automnes et une valeur minimale de 15,85 % dans l'Eté avec une valeur saisonnière moyenne de 23,14 % ;
- La variation saisonnière de la pression est entre une valeur maximum de 985,58 (Hpa) enregistré pendant l'Hiver et une valeur minimale de 976,75(Hpa) pendant l'Eté avec une valeur saisonnière moyenne de 980,90 (Hpa).

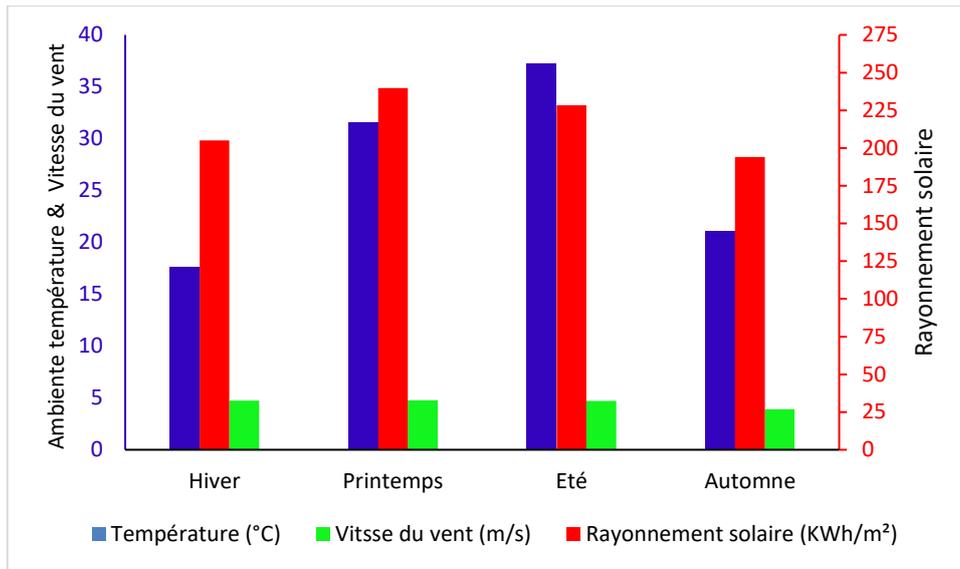


Figure (III.6) : Evaluation saisonnière de la température ambiante, vitesse du vent et l’irradiation dans la centrale PV pour l’année 2020.

- La variation saisonnière de la vitesse du vent (4,78 m/s en Printemps et 3,90 m/s en Automne) avec une valeur moyenne 4,54 m/s ;
- La variation saisonnière du rayonnement solaire (239,75 KWh/m<sup>2</sup> en Printemps et 194,09 KWh/m<sup>2</sup> en Automne) avec une valeur moyenne 216,83 KWh/m<sup>2</sup>;
- La température ambiante moyenne saisonnière varier entre 37,24°C en Eté et 17,60 °C en Hiver, avec une valeur moyenne 26,89°C ;

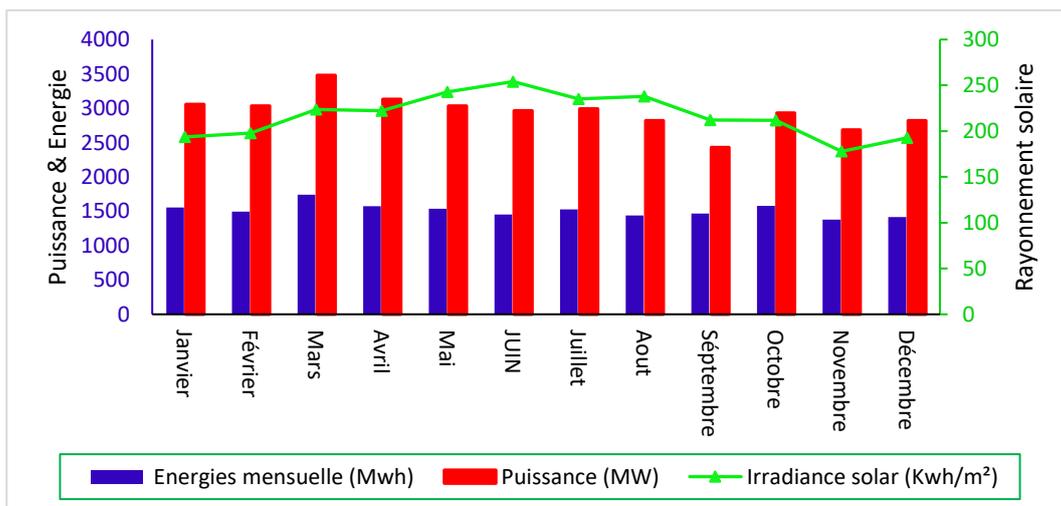


Figure (III.7) : Evaluation mensuelle de la production d’énergie, puissance de sortie et l’irradiation dans la centrale PV.

La variation mensuelle de l'énergie produite (1359,75 MWh Décembre et 1551,75 MWh Mai) avec une valeur moyenne de 1454,88 MWh .

La variation mensuelle de la puissance (1362,68 MW Décembre -1516,55 MW Mai) et la valeur moyenne 1438,85 MW.

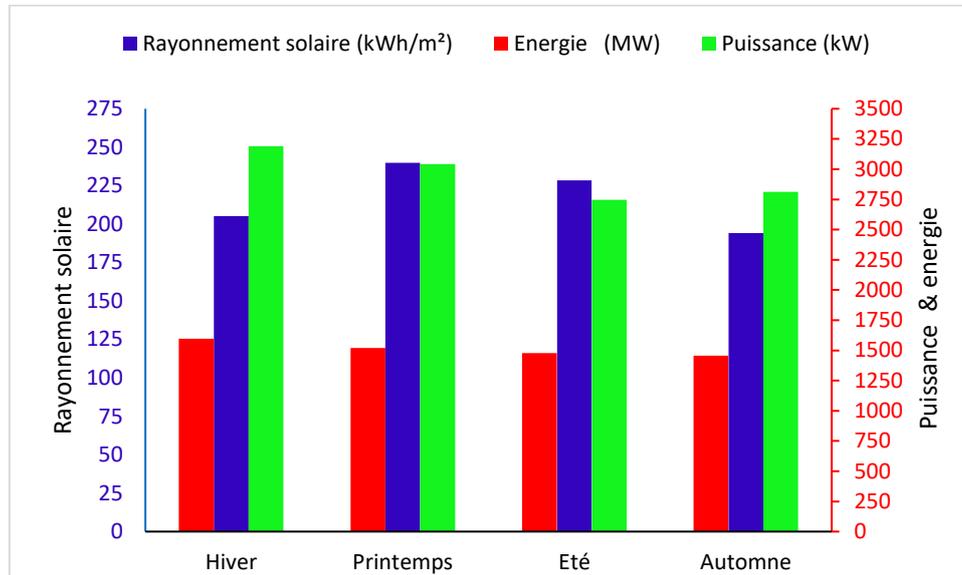


Figure (III.8) : Evaluation saisonnière de la production d'énergie, puissance et l'irradiation solaire dans la centrale PV pour l'année 2020.

- La variation saisonnière de l'énergie (1596,00 MWh en Hiver et 1456,88 MWh en Automne) avec une valeur moyenne de 1512,66 MWh.
- La variation saisonnière de la puissance (3189,21 KW en Hiver et 2745,54 KW en Été) avec une valeur moyenne 1438,85 KW.

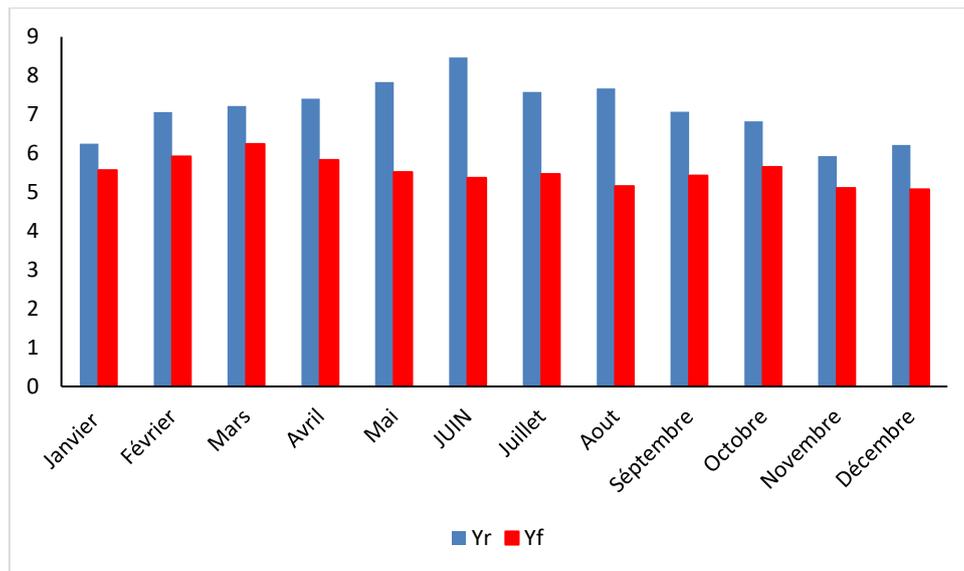


Figure (III.9): Evaluation mensuelle du rendement de référence et du rendement final de la centrale PV.

- La variation mensuelle de Yr est entre une valeur maximum de 8,47 h/j enregistré pendant le mois de Juin et une valeur minimale de 5,93 h/j au mois de Novembre avec une valeur mensuelle moyenne de 7,13 h/j.
- La variation mensuelle de Yf est entre 6,24 h/j enregistré pendant le mois de Mars et 5,08 h/j au mois de Décembre avec une valeur mensuelle moyenne de 5,53 h/j.

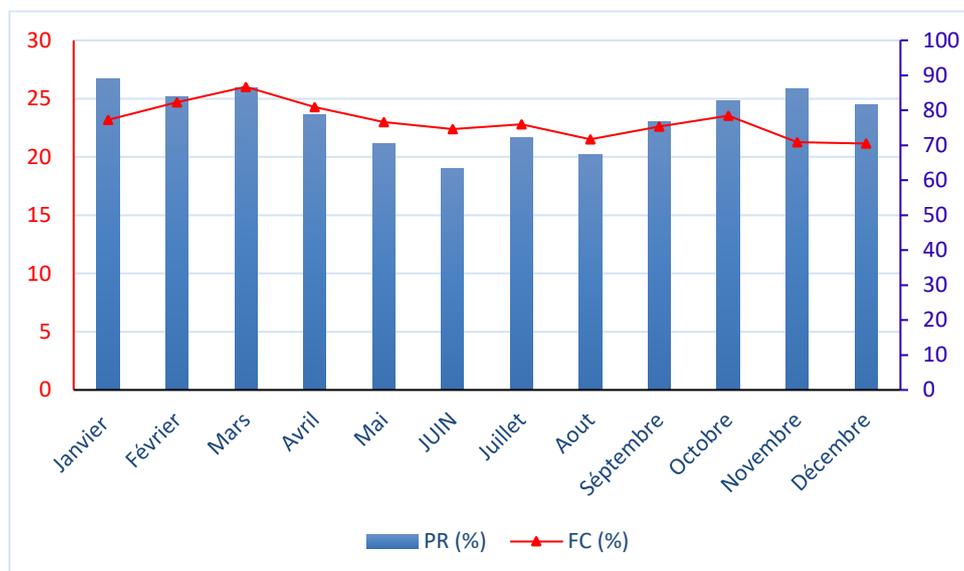


Figure (III.10) : Evaluation mensuelle de l'indice de performance normalisé et de la facteur de charge FC dans la centrale PV.

- La variation mensuelle de PR est entre une valeur maximum de 89,04 h/j enregistré pendant le mois de Janvier et valeur minimale de 63,44 h/j au mois de Juin avec une valeur mensuelle moyenne de 78,21 h/j.
- La variation mensuelle de FC est entre 26,01 h/j enregistré pendant le mois de Mars et 21,15 h/j au mois de Décembre avec une valeur mensuelle moyenne de 5,53 h/j.

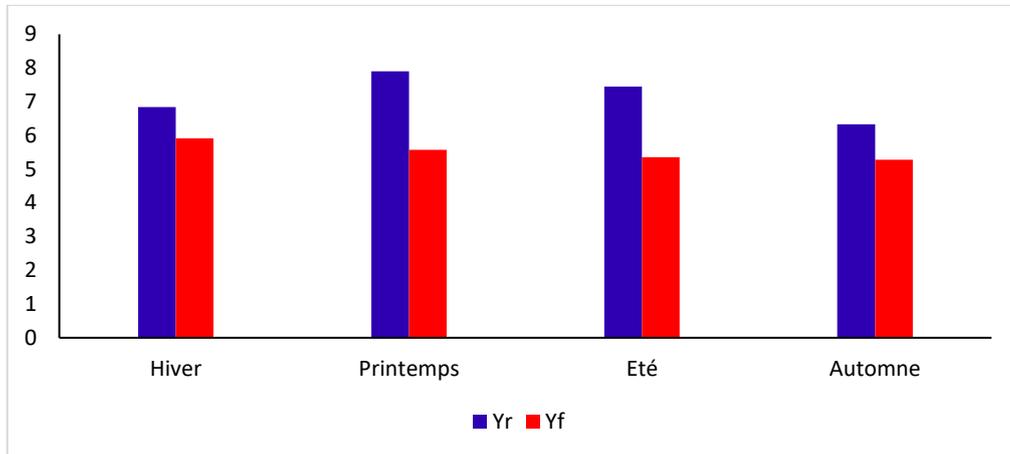


Figure (III.11) : Evaluation saisonnière du rendement de référence et du rendement final du système PV.

- La variation saisonnière de Yr (7,90 h/j en Printemps et 6,32 h/j en Automne) avec une valeur moyenne 7,13 h/j,
- La variation saisonnière de Yf (5,91 h/j en Hiver et 5,28 h/j en Automne) avec une valeur moyenne 5,53 h/j.

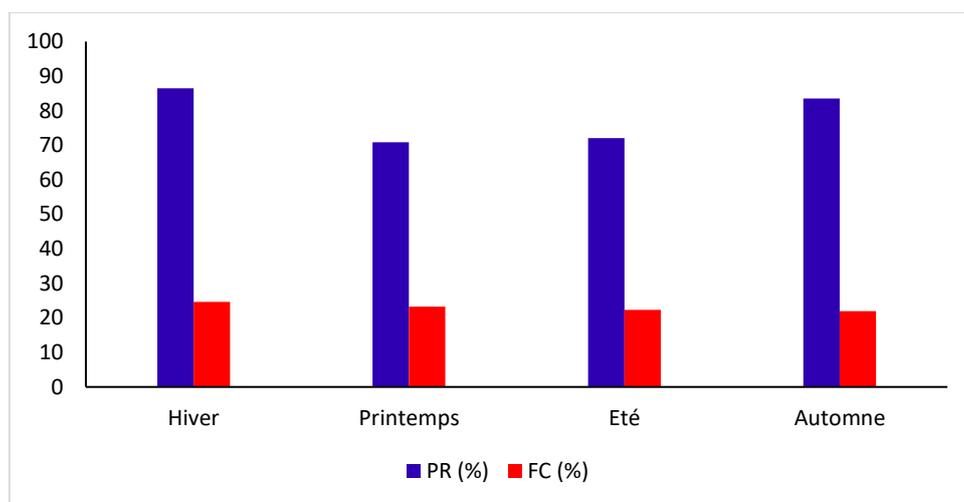


Figure (III.12) : Evaluation mensuelle de l'indice de performance normalisé et de la facteur de charge FC pour la centrale PV.

- La variation saisonnière de PR (86,48 h/j en Hiver et 70,83h/j en Hiver),
- La variation saisonnière de FC (24,63 h/j Hiver 21,91h/j Automne)

**8- Conclusion :**

L'objectif de cette étude est l'analyse du fonctionnement de la centrale PV de 20 MW d'Adrar et aussi la détermination des caractéristiques de la centrale PV selon les normes standardisées (commission Electrotechnique Internationale) CEI 61724. D'après ces résultats on peut conclure que :

- La variation mensuelle de l'humidité (80,30 % en Décembre et 34,50 en % Juin).
- La variation mensuelle de la pression (999,90 Hpa en Janvier et 980,00 Hpa en Juillet).  
La variation mensuelle de la vitesse du vent (5,46 m/s en Mai et 3,83m /s en Décembre).
- La variation mensuelle du rayonnement (270,71 KWh/m<sup>2</sup> en Juin et 179,95 KWh/m<sup>2</sup> en Décembre).
- La variation mensuelle température ambiante (37,25 °C en Aout et 10,92 °C en Janvier).
- La variation mensuelle de la puissance (1362,68 MW Décembre -1516,55 MW Mai) ;
- La variation mensuelle de l'énergie produite (1359,75 MWh Décembre - 1551,75 MWh Mai).
- La variation mensuelle de Yr est entre une valeur maximum de 8,47 h/j enregistré pendant le mois de Juin et une valeur minimale de 5,93 h/j au mois de Novembre ;
- La variation mensuelle de Yf est entre 6,24 h/j enregistré pendant le mois de Mars et 5,08 h/j au mois de Décembre ;
- La variation mensuelle de PR est entre une valeur maximum de 89,04 h/j enregistré pendant le mois de Janvier et valeur minimale de 63,44 h/j au mois de Juin ;
- La variation mensuelle de FC est entre 26,01 h/j enregistré pendant le mois de Mars et 21,15 h/j au mois de Décembre ;

- La variation saisonnière de l'humidité est entre une valeur maximum de 30,4 % enregistré pendant dans l'Automnes et une valeur minimale de 15,85 % dans l'Eté.
- La variation saisonnière de la pression est entre une valeur maximum de 985,58 (Hpa) enregistré pendant l'Hiver et une valeur minimale de 976,75(Hpa) pendant l'Eté.
- La variation saisonnière de la vitesse du vent (4,78 m/s en Printemps et 3,90 m/s en Automne).
- La variation saisonnière du rayonnement solaire (239,75 KWh/m<sup>2</sup> en Printemps et 194,09 KWh/m<sup>2</sup> en Automne).
- La température ambiante moyenne saisonnière varier entre 37,24°C en Eté et 17,60 °C en Hiver,
- La variation saisonnière de l'énergie (1596,00 MWh en Hiver et 1456,88 MWh en Automne).
- La variation saisonnière de la puissance (3189,21 KW en Hiver et 2745,54 KW en Eté).
- La variation saisonnière de PR (86,48 h/j en Hiver et 70,83h/j en Hiver),
- La variation saisonnière de FC (24,63 h/j Hiver 21,91h/j Automne)
- La variation saisonnière de Yr (7,90 h/j en Printemps et 6,32 h/j en Automne).
- La variation saisonnière de Yf (5.91 h/j en Hiver et 5,28 h/j en Automne).

### Références bibliographiques

[1] Dubost D., 2002 - Ecologie, Aménagement Et Développement Agricole Des Oasis Algériennes. Ed. Crstra, Biskra, 423p.

[2] Moulay M., 2014 - Caractérisation écologique de peuplement de *balanites egyptica* (L)del A Oued Matriouane dans la région d'Aoulef, Adrar. Thèse Master. L'université Tlemcen.

[3] Meriem Fethi, « Apport de la geologie dand l'exploitation des gisement de Granulats (Cas d'une Carriere dans la région d'Adrar) », Mémoire de Master, L'université Abou Bekr Belkaid-Tlemcen, 30 Juin 2016.

[4] Missoum Mohammed, « Contribution de l'énergie photovoltaïque dans la performance énergétique de l'habitat a haute qualité énergétique en Algérie », Mémoire de Magistère, Université Hassiba Benbouali de Chlef, 11 Décembre 2011.

[5][Pdf][Recensement 2008 De La Population Algérienne, Wilaya D'adrar, Sur Le Site De L'ons.](#)

[6] Cecil Kuhne, [« Near Death In The Desert »](#), Sur *Google Books*, Knopf Doubleday Publishing Group, 8 Juin 2011.

[7] International Standard IEC 61724, Photovoltaic system performance monitoring-guidelines for measurement, Data exchange and analysis. 1998.

# **CONCLUSION GENERALE**

## Conclusion générale

Cette étude porte sur l'étude et l'analyse de fonctionnement de la centrale photovoltaïque de 200MW d'Adrar, d'après les résultats obtenus dans cette étude on peut conclure que :

- La valeur moyenne annuelle de l'humidité est 56,05 % ;
- La valeur moyenne annuelle de la pression est 988,28 Hpa ;
- La valeur moyenne annuelle de la vitesse du vent est 4,87 m/s ;
- La valeur moyenne annuelle du rayonnement est 212,82 KWh/m<sup>2</sup>.
- La valeur moyenne annuelle de la température ambiante est 26,23 °C;
- La valeur moyenne annuelle de l'énergie sortie 1454,88 MWh.
- La valeur moyenne annuelle de la puissance 1438,85 MW.
- La valeur annuelle moyenne de Yr est 7,13 h/j.
- La valeur annuelle moyenne de Yf est 5,53 h/j.
- La valeur annuelle moyenne de PR est 78,21 h/j.
- La valeur annuelle moyenne de FC est 5,53 h/j.

Cette étude montre que la centrale PV de 20MW d'Adrar contribue d'une manière importante et régulière à la production d'électricité à partir d'une source propre et renouvelable et donne une solution efficace dans la région d'Adrar (gisement solaire important) pour renforcer la production locale d'électricité et minimisé les coupures.

# Analyse des performances de la centrale photovoltaïque de 20 MW d'Adrar

## Le Résumé

Dans le cadre du programme nationale pour le développement des énergies renouvelables et ces applications surtout la filière de l'énergie solaire. L'Algérie à réaliser 23 centrales photovoltaïques dans les différentes régions du pays (les régions du Sud, les régions des Hauts Plateaux et les régions du littoral). Dans la région d'Adrar, six centrales photovoltaïques est installés dans le pôle In Salah-Adrar-Timimoun (Adrar, Kabertène, Aoulef, Reggane, Zaouyet Kounta, In Salah et Timimoun) pour le renforcement de la production de l'électricité dans la région.

L'objectif de ce travail est l'analyse des performances d'un central photovoltaïque de 20 MWp connecté au réseau situé à Adrar conformément à la norme 61724 de la Commission internationale de l'électrotechnique (CEI), en utilisant les données expérimentales (données météorologique et la production de l'électricité) pour l'année 2021.

**Mots clés :** Energie solaire, centrales solaires PV, climat désertique, rendement final, rendement de référence, ratio de performance, facteur de capacité.

## Abstract

As part of the national program for the development of renewable energies and these applications, especially the solar energy sector. Algeria has built 23 photovoltaics power plants in the different regions of the country (the southern regions, the regions of Highlands and coastal regions). In the Adrar region, six photovoltaic power plants are installed in the In Salah-Adrar-Timimoun pole (Adrar, Kabertène, Aoulef, Reggane, Zaouyet Kounta, In Salah and Timimoun) to strengthen the production of electricity in the region.

The objective of this work is the analysis of performance a central photovoltaic of 20 MWp connected at network located to Adrar in accordance with the norm 61724 of the commission international of the electrical engineering (CEI), in using the data experimental (data weather and the production of the electricity) for the year 2021.

**Keywords:** Solar energy, solar PV plants, desert climate, yield final, yield of reference, ratio of performance, factor of capacity.

## ملخص:

كجزء من البرنامج الوطني لتنمية الطاقات المتجددة وتطبيقاتها خاصة قطاع الطاقة الشمسية. الجزائر تبني 23 محطة للطاقة الكهروضوئية في مختلف مناطق البلاد (مناطق الجنوب، ومناطق الهضاب العليا ومناطق الساحل). في منطقة أدرار، تم تركيب ستة محطات لتوليد الطاقة الكهروضوئية في قطب عين صلاح - أدرار - تيميمون (أدرار، كابيرتين، أولف، رقان، زاوية كنتة، عين صالح وتيميمون) لتعزيز إنتاج الكهرباء في المنطقة. الهدف من هذا العمل هو تحليل أداء محطة طاقة كهروضوئية بقدرة 20 ميغا وات متصلة بالشبكة الموجودة في أدرار وفقاً للمعيار 61724 الصادر عن اللجنة الدولية للتقنيات الكهربائية (IEC)، باستخدام البيانات التجريبية (بيانات الأرصاد الجوية وإنتاج الكهرباء) لسنة 2021.

**الكلمات الرئيسية:** الطاقة الشمسية، محطات الطاقة الشمسية الكهروضوئية، المناخ الصحراوي، العائد النهائي، العائد القياسي، نسبة الأداء، عامل السعة.